

Un modelo para la selección de carteras eficientes de activos energéticos en el marco de la Unión Europea

*Um modelo para a selección de carteiras eficientes de
ativos energéticos no âmbito da União Europeia*

Autor: Fernando deLlano-Paz

Tesis doctoral UDC / Año 2015

Directores: Dr. Anxo Calvo-Silvosa y Dra. Susana Iglesias Antelo (UDC)

Programa: Competitividad, innovación y desarrollo: análisis económico y
empresarial



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

Don Anxo Calvo-Silvosa, profesor titular de universidade, pertencente ao Departamento de Economía Financeira e Contabilidade da Universidade da Coruña,

e

Dona Susana Iglesias Antelo, profesora titular de universidade, pertencente ao Departamento de Economía Financeira e Contabilidade da Universidade da Coruña,

INFORMAN

Que ambos os dous son os codirectores da tese “Un modelo para la selección de carteras eficientes de activos energéticos en el marco de la Unión Europea”, elaborada por D. Fernando de Llano Paz dentro do Programa de Doutoramento “*Competitividad, innovación e desenvolvemento: análise económica e empresarial*”.

Que o devandito traballo cumpre todos os requisitos formais e de contido para ser defendida publicamente como tese de doutoramento para a obtención do grao de doutor.

Que a tese pretende obter a mención internacional.

En A Coruña, a 18 de maio de 2015.

Aos meus dous amores, Estela e Alicia.

AGRADECIMIENTOS/ AGRADECIMENTOS

O aquí escrito tenta ser un resumo de todo o aprendido e vivido ao longo dos últimos dez anos como estudante de doutoramento. Quero e debo dar as grazas a todos os que compartiron comigo o seu tempo e esforzo. A angueira foi ilusionante, intensa e, ás veces, “cansativa”. Mais lembrando ao profesor Félix Doldán, tan só despuntan sentimentos de felicidade e gratitude.

A miña familia ten moito que ver. De xeito especial a miña muller, Estela, e a miña filla, Alicia. Foron innumerables os momentos sacrificados para sacar adiante este proxecto. O voso apoio, axuda, paciencia e comprensión serviron como sementeira dun froito ao que, por fin, lle chega a colleita. Síntome en débeda con vós e moi agradecido. Da miña nai e do meu pai -e das avoas-, aprendín o valor do esforzo e sentín o alento da súa confianza en min. Grazas!

Debo un grazas especial e sentido aos meus Directores, Susana Iglesias e Anxo Calvo. Síntome moi agradecido por ter contado coa vosa dirección e o voso acompañamento na miña formación como doutorando. Grazas ao voso esforzo e ao voso traballo coidadoso e metódico a proposta xurdida no ano 2010 faise realidade en forma de tese. Foi unha auténtica sorte poder contar cos vosos consellos, reflexións e co voso ben facer, profesores e investigadores referentes na área de finanzas. A miña sentida admiración e gratitude cara vós.

Así mesmo foi un privilexio para min ter realizado a estadía de investigación na Facultade de Economía da Universidade do Porto no ano 2012. O meu agradecemento sincero á estimada Isabel Soares pola súa dispoñibilidade e polos seus valiosos consellos. Valoro moito o aprendido no eido da economía enerxética e ambiental baixo a súa titorización. Síntome en débeda, e chamado a aproveitar as sinerxías que nos unen cun país irmán como Portugal.

Aos meus mestres quero agradecerlles o aprendido sobre economía e sobre a vocación de docente. Aos meus compañeiros e compañeiras do Departamento de Economía Financeira e Contabilidade a súa dispoñibilidade para botarme unha man no que fora preciso. Especialmente a Ángel e Paulino a súa axuda á hora de definir as variables e propoñer o modelo, a David Peón os ánimos mutuos nos momentos de deserto e a Fernando Aguiar, referente para min como profesor, quen me facilitou todo o posible a docencia nestes anos na Facultade. Non quero esquecerme dos ánimos sinceros de Flora, Mari Luz, Emilia, Dolores, América e Fernando Ruíz, cos que teño a sorte de compartir grupo de investigación, o Grefin.

Lémbrome dun xeito especial das reflexións, ideas e consellos de Xabier Labandeira, experto mundial en materia enerxética e ambiental, que tanto me axudaron a “ver luz” cando todo parecía escuro. Do mesmo xeito, as recomendacións de Pedro Linares e de Manuel Soto sobre as externalidades e os obxectivos de redución de emisións foron claves no deseño do modelo.

Moitas grazas a todos os que foron “caxato” no apaixoante camiño da miña formación. Grazas!

RESUMEN/ RESUMO/ ABSTRACT

Resumen

Uno de los retos de mayor importancia a los que se enfrenta un Estado es el de resolver su problema energético. El diseño de la cartera de tecnologías de generación de electricidad cobra especial trascendencia dentro de la planificación energética y medioambiental. Está en juego el coste de producción, la seguridad energética del territorio y el impacto medioambiental y social que el uso de las tecnologías pueda causar. Se propone interpretar la planificación energética como un problema de selección de inversiones a largo plazo. La propuesta metodológica se basa en la aplicación de la teoría de carteras de Markowitz a activos reales de generación de electricidad. Lo novedoso, y principal aportación metodológica, reside en la inclusión de la dimensión medioambiental de la cartera, que se consigue mediante la consideración de los costes de externalidad y el establecimiento de objetivos de reducción de emisiones de partículas y gases contaminantes (CO₂, SO₂ y NO_x), ambos derivados de la generación de electricidad. El análisis de eficiencia adoptaría así una triple perspectiva: económica, social y medioambiental. Se busca el menor coste asumible, la maximización del bienestar social a través de la exposición al menor riesgo y la reducción de emisiones. El objetivo se centra en el análisis de la eficiencia de las carteras propuestas por la Agencia Internacional de la Energía para la Unión Europea para 2020 y 2030. El resultado confirma que Europa no estaría articulando su política energética en términos de triple eficiencia. En todo caso, apostar por una cartera de generación de electricidad eficiente con bajas emisiones conduce a un horizonte más respetuoso con el medio ambiente y con la sociedad.

Palabras clave

Teoría de carteras; generación de electricidad; política energética; planificación energética; externalidades; impacto medioambiental; emisiones contaminantes.

Título

Un modelo para a selección de carteiras eficientes de activos enerxéticos no marco da Unión Europea.

Resumo

Un dos retos de maior importancia aos que se enfrenta un Estado é o de resolver o seu problema enerxético. O deseño da carteira de tecnoloxías de xeración de electricidade cobra especial transcendencia dentro da planificación enerxética e ambiental. Está en xogo o custo de produción, a seguridade enerxética do territorio e o impacto ambiental e social que o uso das tecnoloxías poida causar. Proponse interpretar a planificación enerxética como un problema de selección de investimentos a longo prazo. A proposta metodolóxica baséase na aplicación da teoría de carteiras de Markowitz a activos reais de xeración de electricidade. A novidade, e principal achega metodolóxica, reside na inclusión da dimensión ambiental da carteira, que se consegue mediante a consideración dos custos de externalidade e o establecemento de obxectivos de redución de emisións de partículas e gases contaminantes (CO₂, SO₂ e NO_x), ambos os dous derivados da xeración de electricidade. A análise de eficiencia adoptaría así unha tripla perspectiva: económica, social e ambiental. Búscase o menor custo asumible, a maximización do benestar social a través da exposición ao menor risco e a redución de emisións. O obxectivo céntrase na análise da eficiencia das carteiras propostas pola Axencia Internacional da Enerxía para a Unión Europea para 2020 e 2030. O resultado confirma que Europa non estaría a artellar a súa política enerxética en termos de tripla eficiencia. En todo caso, apostar por unha carteira de xeración de electricidade eficiente con baixas emisións conduce a un horizonte máis respectuoso co medio e coa sociedade.

Palabras chave

Teoría de carteiras; xeración de electricidade; política enerxética; planificación enerxética; externalidades; impacto ambiental; emisións contaminantes.

Title

A model for the selection of efficient energy asset portfolios within the framework of the European Union.

Abstract

One of the most important challenges a State faces is resolving its energy problem. The design of the electricity generation portfolio takes on special importance in the context of energy and environmental planning. In play are the production costs, the energy security of the territory and the social and environmental impact that the use of the available technologies might entail. This proposal frames the analysis of energy planning as a problem of selection for long-term investment. The methodological approach is based on the application of Markowitz's portfolio theory to real electricity generation assets. The novel aspect and the main methodological contribution are the inclusion of the environmental portfolio dimension, which is achieved by considering externality costs and setting reduction targets for particulates and pollutant gas emissions (CO₂, SO₂ and NO_x). The analysis of efficiency presents a triple perspective: economic, social and environmental. A lower portfolio cost, the maximization of the social wellbeing derived from exposure to lower portfolio risk and the reduction of pollutant emissions are each sought. The aim of this work is to analyze the efficiency of the technology portfolios with the technologies proposed by the International Energy Agency for the European Union for the 2020 and 2030 horizons. The results confirm that Europe is not articulating its energy policy in terms of triple efficiency. The choice of a low carbon emission efficient power generation portfolio must lead to a greater social and environmental commitment.

Keywords

Portfolio theory; Electricity generation; Energy policy; Energy planning; Externalities; Environmental impact; Pollutant emissions.

Códigos JEL/ Códigos JEL/ JEL Codes

G110; Q470; Q530

Códigos UNESCO/ Códigos UNESCO/ UNESCO Codes

531206; 530713; 530903; 531205; 531103

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	23
1. EL PROBLEMA DE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD ..	30
1.1. La electricidad como factor clave del desarrollo	30
1.2. El problema energético de generación de electricidad y la importancia de la planificación.....	36
1.3. La evaluación económica de los proyectos de inversión en activos energéticos de generación de electricidad.....	38
1.3.1. Valoración financiera de activos energéticos de generación de electricidad... 38	
1.3.2. Proyectos energéticos de generación de electricidad y metodología de la alternativa menos costosa.....	41
1.4. La teoría de carteras como solución financiera al problema de la planificación energética de activos de generación de electricidad	42
1.4.1. De la metodología de la alternativa del menor coste a la teoría de carteras... 42	
1.4.2. Teoría de carteras y gestión del riesgo	46
1.4.2.1. Tipología de riesgos	47
1.4.2.2. Diversificación del riesgo y tecnologías renovables	48
1.4.3. Críticas y planteamientos alternativos.....	50
1.5. Resumen y conclusiones	54
2. ESCENARIOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD 2020-2030 EN LA UNIÓN EUROPEA: EL RETO MEDIOAMBIENTAL	57
2.1. Introducción.....	57
2.2. La política energética de la Unión Europea: entre la búsqueda de una mayor seguridad energética mediante el fomento de renovables y el respeto medioambiental	60
2.3. La dimensión medioambiental del mix energético de generación de electricidad... 69	
2.4. Definición de escenarios	72
2.4.1. <i>International Energy Agency (IEA)</i>	74
2.4.2. <i>Institute for Prospective Technological Studies (IPTS)</i>	76
2.4.3. <i>Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)</i>	78
2.5. Asunciones macroeconómicas, tecnológicas y climáticas de los escenarios	79
2.5.1. Crecimiento económico y PIB	79
2.5.2. Evolución de la población	82
2.5.3. Precios de la energía	83
2.5.4. Tecnología	89

2.5.5.	Medio ambiente y emisiones de gases de efecto invernadero	93
2.6.	Proyecciones para 2020 y 2030 para la Unión Europea	97
2.6.1.	Demanda de electricidad	97
2.6.2.	Mix de generación de electricidad en la UE-27	98
2.7.	Resumen y conclusiones	102
3.	TEORÍA DE CARTERAS: LA OBTENCIÓN DE CARTERAS ÓPTIMAS	106
3.1.	Definición del modelo de Markowitz.....	106
3.2.	Reducción del número de estimaciones.....	113
3.2.1.	El modelo de índice único	113
3.2.2.	Los modelos multiíndice	116
3.3.	La teoría del equilibrio en el mercado de capitales.....	117
3.4.	<i>Performance</i> de carteras	122
3.4.1.	Medidas de <i>performance</i>	122
3.4.1.1.	<i>Ratio de Sharpe (1966)</i>	122
3.4.1.2.	<i>Índice de Treynor (1965)</i>	124
3.4.1.3.	<i>Alfa de Jensen (1968)</i>	125
3.4.1.4.	<i>La M2de Modigliani y Modigliani o performance ajustada al riesgo (Risk Adjusted Performance)</i>	126
3.4.1.5.	<i>Reward to Semivariability (R/SV)</i>	127
3.4.1.6.	<i>El Gh1 y el Gh2 de Graham y Harvey</i>	128
3.4.2.	La cartera óptima según las medidas de <i>performance</i>	130
3.5.	Revisión del planteamiento de Markowitz	131
3.5.1.	La búsqueda de la medida de riesgo más adecuada: del análisis media-varianza a los análisis media-VaR y media-CVaR	131
3.5.2.	La existencia de errores de estimación: caminando hacia una optimización robusta de carteras	136
3.5.2.1.	<i>Modelo media-varianza y formulación robusta</i>	137
3.5.2.1.1.	<i>Consideraciones prácticas sobre la estimación robusta de carteras</i>	141
3.5.2.2.	<i>Aproximación bayesiana</i>	142
3.6.	Resumen y conclusiones	145
4.	LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD BAJO EL PRISMA DE LA TEORÍA DE CARTERAS	150
4.1.	Introducción.....	150
4.2.	Revisión de la literatura sobre teoría de carteras aplicada a la generación de electricidad	151
4.2.1.	Rentabilidad como inversa del coste de generación	151

4.2.2.	Ganancia calculada a partir de valores VAN y TIR.....	154
4.2.3.	Rentabilidad obtenida a partir de precios y costes de generación de electricidad	157
4.2.4.	Modelos coste-riesgo.....	158
4.2.5.	Propuestas basadas en producción de electricidad.....	160
4.3.	Análisis de los modelos desde el punto de vista de su aplicación.....	162
4.3.1.	Componentes de la función de coste.....	164
4.4.	Principales resultados y aportaciones	166
4.5.	Resumen y conclusiones.....	176
5.	LA EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA TECNOLÓGICA Y MEDIOAMBIENTAL DEL MIX EUROPEO MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LA TEORÍA DE CARTERAS	179
5.1.	Introducción.....	179
5.2.	Definición del modelo.....	181
5.2.1.	Definición de las tecnologías.....	181
5.3.	Coste de generación de electricidad	182
5.3.1.	Coste de generación de electricidad por tecnología	182
5.3.2.	Coste esperado de la cartera de generación de electricidad.....	184
5.4.	Riesgo de generación de electricidad.....	185
5.4.1.	Riesgo estimado por tecnología.....	185
5.4.2.	Riesgo esperado de la cartera.....	186
5.5.	Expresión matemática del modelo	188
5.5.1.	Modelo Markowitz Puro	188
5.5.2.	Modelo Tecnológico.....	189
5.5.3.	Modelo Medioambiental	191
5.6.	Análisis empírico	198
5.6.1.	Cálculo de los costes de las tecnologías.....	198
5.6.2.	Cálculo de los riesgos de las tecnologías	204
5.6.3.	Carteras IEA.UE-27	210
5.6.4.	Análisis de eficiencia	212
5.6.5.	Nivel de cumplimiento conjunto de los objetivos de reducción.....	213
5.7.	Resumen y conclusiones.....	214
6.	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE LAS CARTERAS IEA.UE-27 PARA LOS HORIZONTES 2020 Y 2030.....	216
6.1.	Modelo Markowitz Puro	216
6.1.1.	Año 2010	217

6.1.2.	Horizonte 2020.....	219
6.1.3.	Horizonte 2030.....	222
6.1.4.	Minimización del coste y del riesgo	225
6.2.	Modelo Tecnológico	227
6.2.1.	Año 2010	228
6.2.2.	Horizonte 2020.....	232
6.2.3.	Horizonte 2030.....	237
6.2.3.1.	Impacto de la no disponibilidad de tecnología de CAC en carteras de mínimo riesgo y mínimo coste absolutos.....	241
6.2.4.	Carteras de mínimo riesgo absoluto y de mínimo coste absoluto. Horizontes 2020 y 2030	243
6.3.	Modelo Medioambiental	245
6.3.1.	Año 2010	245
6.3.2.	Horizonte 2020.....	245
6.3.3.	Horizonte 2030.....	250
6.3.3.1.	Eficiencia y distancias	251
6.3.3.2.	Ampliando el análisis de la eficiencia: de la dimensión coste-riesgo a una triple perspectiva (coste-riesgo y medioambiental)	256
6.3.3.3.	Efectos de la consideración de objetivos de reducción sobre las carteras de mínimo coste y mínimo riesgo absolutos	257
6.3.3.4.	Factores de emisión de GPEDMASH de las carteras.....	262
6.3.3.5.	Papel de la tecnología de CAC	266
6.3.3.6.	Límites de participación de las tecnologías y carteras eficientes UE-27	271
6.4.	Resumen de resultados y conclusiones	275
6.4.1.	Modelos, restricciones y efecto sobre las fronteras eficientes	275
6.4.2.	Eficiencia de las carteras IEA.UE-27	276
6.4.3.	Sobre las carteras eficientes de mínimo coste absoluto	276
6.4.4.	Sobre las carteras eficientes de mínimo riesgo absoluto	277
6.4.5.	Sobre la necesidad de disponer de las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CAC).....	278
6.4.6.	Consecuencias de lograr la disponibilidad de la tecnología de CAC en 2030 .	279
6.4.7.	Consecuencias de la adopción de una política de reducción de emisiones de gases y partículas de efectos dañinos sobre el medio ambiente y la salud humana (GPEDMASH).....	279
6.4.8.	Papel de las tecnologías en las carteras eficientes	281

7.	CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN FUTURA	283
8.	REFERENCIAS	294
9.	RESUMO E CONCLUSÕES.....	316
9.1.	Resumo	316
9.2.	Conclusões e linhas de futura investigação	322

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1.- Demanda de energía eléctrica en tiempo real, estructura de generación. Fuente: Red Eléctrica de España.	31
Ilustración 2.- Evolución de la participación de tecnologías renovables en la UE-27 (2004-2012). Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en Eurostat (tabla: nrg_ind_335a).	64
Ilustración 3.- Proyecciones del PIB (términos reales) por región. En billones \$2010. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011).	81
Ilustración 4.- Evolución de los precios del petróleo (\$2010 por barril). Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011).	86
Ilustración 5.- Evolución de los precios del gas natural (\$2010 MBtu). Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011).	87
Ilustración 6.- Evolución de los precios del carbón (\$2010 por tonelada). Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011).	88
Ilustración 7.- Evolución de los precios de emisión de CO ₂ (\$2010 por tonelada de CO ₂ equivalente). Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011) e IPTS (Russ <i>et al.</i> , 2009).	89
Ilustración 8.- Evolución de las emisiones CO ₂ . UE-27. Horizonte 2035. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011).	94
Ilustración 9.- Demanda de electricidad en la UE-27 por escenario de la IEA (TWh). Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011, p. 176).	98
Ilustración 10.- Participación de tecnologías en la cartera de generación de electricidad. Años 2009 y 2010. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011) e IPTS (Russ <i>et al.</i> , 2009).	99
Ilustración 11.- Participación de tecnologías en la cartera de generación de electricidad. Horizonte 2020. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011) e IPTS (Russ <i>et al.</i> , 2009).	99
Ilustración 12.- Participación de tecnologías en la cartera de generación de electricidad. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011) e IPTS (Russ <i>et al.</i> , 2009).	100
Ilustración 13.- Participación de las tecnologías libres de emisión de carbono (nuclear y renovables) en el mix de generación. Año 2009 y horizontes 2020 y 2030. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011).	102
Ilustración 14.- Conjunto de carteras factibles y frontera eficiente.	111
Ilustración 15.- Curvas de indiferencia de utilidad.	112

Ilustración 16.- Cartera óptima. Modelo de Markowitz.	113
Ilustración 17.- Pendiente y tangencia de la recta de inversión en activos con y sin riesgo y la frontera eficiente de Markowitz.	118
Ilustración 18.- Ratio de Sharpe.	123
Ilustración 19.- Alfa de Jensen.	125
Ilustración 20.- Gráfico de apalancamiento-desapalancamiento de la M^2 (Modigliani y Modigliani). Fuente: Moreno y Olmedo (2003).	127
Ilustración 21.- Índice GH1. Fuente: Moreno y Olmedo (2003).	129
Ilustración 22.- Índice GH2. Fuente: Moreno y Olmedo (2003).	129
Ilustración 23.- Carteras de mínimo VaR y de mínima varianza. Fuente: Alexander (2009). ...	134
Ilustración 24.- Frontera eficiente Media-VaR. Fuente: Alexander (2009).	134
Ilustración 25.- Frontera eficiente Media-CVaR. Fuente: Alexander (2009).	136
Ilustración 26.- Carteras de producción de electricidad IEA.UE-27 por tecnología. Año 2010 y horizontes 2020 y 2030. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IEA (2012).	210
Ilustración 27.- Localización de las carteras analizadas. Fuente: Elaboración propia.	213
Ilustración 28.- Fronteras eficientes modelo Markowitz Puro. Año 2010 y horizontes 2020 y 2030. Carteras IEA.UE-27 y carteras de mínimo coste y mínimo riesgo absolutos. Fuente: Elaboración propia.	217
Ilustración 29.- Composición de las carteras eficientes del modelo y de la IEA.UE-27 2030. Modelo Markowitz Puro. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	225
Ilustración 30.- Composición de las carteras de mínimo riesgo absoluto. Año 2010 y horizontes 2020 y 2030. Modelo Markowitz Puro. Fuente: Elaboración propia.	227
Ilustración 31.- Fronteras eficientes de los modelos Markowitz Puro y Tecnológico y carteras IEA.UE-27. Año 2010 y horizontes 2020 y 2030. Fuente: Elaboración propia.	228
Ilustración 32.- Frontera eficiente, cartera de mínimo riesgo y mínimo coste absolutos y cartera IEA.UE-27 2010. Modelo Tecnológico. Año 2010. Fuente: Elaboración propia.	229
Ilustración 33.- Composición de las carteras de mínimo riesgo y mínimo coste absolutos, de igual riesgo-menor coste, de igual coste-menor riesgo e IEA.UE-27. Modelo Tecnológico. Año 2010. Fuente: Elaboración propia.	231
Ilustración 34.- Frontera eficiente y carteras IEA.UE-27. Modelo Tecnológico. Horizonte 2020. Fuente: Elaboración propia.	233
Ilustración 35.- Composición de las carteras IEA.UE-27 450, de mínimo coste absoluto y de mínimo riesgo absoluto. Modelo Tecnológico. Horizonte 2020. Fuente: Elaboración propia.	236
Ilustración 36.- Frontera eficiente y carteras IEA.UE-27. Modelo Tecnológico. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	237

Ilustración 37.- Carteras IEA.UE-27 y fronteras eficientes del modelo Tecnológico considerando disponibilidad/no disponibilidad de tecnologías de CAC. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	241
Ilustración 38.- Composición de las carteras de mínimo riesgo absoluto considerando la existencia/ausencia de tecnologías de CAC. Fuente: Elaboración propia.	242
Ilustración 39.- Composición de las carteras de mínimo coste absoluto considerando la existencia/ausencia de tecnologías de CAC. Fuente: Elaboración propia.	243
Ilustración 40.- Composición de las carteras de mínimo coste y mínimo riesgo absolutos. Modelo Tecnológico. Horizontes 2020 y 2030. Fuente: Elaboración propia.	244
Ilustración 41.- Carteras eficientes de mínimo riesgo absoluto por escenario de reducción y límite tecnológico incrementado. Modelo Medioambiental. Horizonte 2020. Fuente: Elaboración propia.	248
Ilustración 42.- Fronteras eficientes y carteras IEA.UE-27 2030. Modelos Tecnológico y Medioambiental. Fuente: Elaboración propia.	251
Ilustración 43.- Composición de las carteras de mínimo riesgo y mínimo coste absolutos e IEA.UE-27 2030. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030 Fuente: Elaboración propia.	255
Ilustración 44.- Factores de emisión de la cartera por GPEDMASH (en g/MWh). Carteras eficientes e IEA.UE-27. Fuente: Elaboración propia.....	260
Ilustración 45.- Composición de las carteras de mínimo riesgo y mínimo coste absoluto. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	261
Ilustración 46.- Factores de emisión de la cartera por GPEDMASH-CO ₂ y SO ₂ - (en g/MWh). Carteras eficientes e IEA.UE-27. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	264
Ilustración 47.- Factores de emisión de la cartera por GPEDMASH-NO _x y PM- (en g/MWh). Carteras eficientes e IEA.UE-27. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	265
Ilustración 48.- Carteras IEA.UE-27, carteras de mínimo riesgo y mínimo coste absolutos. Modelo Medioambiental considerando disponibilidad/no disponibilidad de tecnologías de CAC. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	266
Ilustración 49.- Fronteras Eficientes y carteras IEA.UE-27 2030. Ausencia/existencia de tecnologías de CAC. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	271
Ilustración 50.- Participaciones por tipos de tecnologías en carteras eficientes y límites de participación. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	272

Ilustración 51.- Participaciones eficientes máximas y mínimas y límites de participación de las tecnologías en función de su desarrollo tecnológico para energías renovables. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia. 274

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Resumen de la política de la UE-27 en materia de energía y desarrollo de fuentes renovables: Situación de partida, objetivos, horizontes y previsiones. Fuente: Elaboración propia a partir de normativa europea.	62
Tabla 2.- Consumo de energía primaria en la UE-27 en los años 1990, 2000 y 2010. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Eurostat (Tabla: tscdcc_320).....	63
Tabla 3.- Cartera de generación de electricidad de la UE-27. Año 2010. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2012).	64
Tabla 4.- Obstáculos para el desarrollo de las energías renovables y medidas para superarlos. Fuente: Elaboración propia a partir de normativa europea.	66
Tabla 5.- Políticas y medidas aplicadas en la Unión Europea por escenario. Fuente: IEA (2011; 2012).	76
Tabla 6.- Proyecciones de PIB (términos reales) por región. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011), IPTS (Russ <i>et al.</i> , 2009) e IPCC (2011).....	82
Tabla 7.- Tipos de crecimiento anuales de las proyecciones de población. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011), IPTS (Russ <i>et al.</i> , 2009) e IPCC (2011).....	83
Tabla 8.- Precios y tipos de crecimiento anual acumulativo del petróleo, gas natural y CO ₂ . Años 2010, 2020, 2030 y 2035. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la IEA (2011) e IPTS (Russ <i>et al.</i> , 2009).....	85
Tabla 9.- Evolución de las emisiones de CO ₂ en la UE-27 y en el mundo. Porcentajes de reducción por período. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IEA (2011), Ciscar <i>et al.</i> (2012) e IPCC (2011).....	94
Tabla 10.- Participación de las tecnologías en la cartera de generación de electricidad de la UE-27. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011) e IPTS (Russ <i>et al.</i> , 2009).	100
Tabla 11.- Principales conclusiones por estudio, horizonte, tecnología y territorio analizado. Fuente: Elaboración propia.	175
Tabla 12.- Límites de participación (mínimos y máximos) de las tecnologías en el mix de producción de electricidad UE-27. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos recogidos en IEA (2011 y 2012) e IPTS (Russ <i>et al.</i> , 2009).	190
Tabla 13.- Objetivos de reducción de emisiones por GPEDMASH y por horizonte. Fuente: Elaboración propia.	196
Tabla 14.- Valores máximos de emisión de los GPEDMASH para las carteras de producción por horizonte (g/MWh). Fuente: Elaboración propia.....	197

Tabla 15.- Fuentes consultadas para el cálculo de los costes de las tecnologías. Fuente: Elaboración propia.	199
Tabla 16.- Factores de coste de externalidad por tecnología sobre el coste de producción. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en Porchia y Bigano (2008).....	202
Tabla 17.- Costes por tecnología. Fuente: Elaboración propia.	203
Tabla 18.- Fuentes consultadas para el cálculo de los riesgos de las tecnologías. Fuente: Elaboración propia.	204
Tabla 19.- Riesgos de los costes de producción por tecnología. Expresados en tanto por uno. Fuente: Awerbuch y Yang (2007).	205
Tabla 20.- Riesgo de los tipos de costes por tecnología. Fuente elaboración propia.....	207
Tabla 21.- Coeficientes de correlación entre costes de combustible y entre estos y los costes de emisión de CO ₂ . Fuente: Elaboración propia.	208
Tabla 22.- Coeficientes de correlación entre costes de O&M. Fuente: Elaboración propia a partir de datos contenidos en Awerbuch y Yang (2007).....	209
Tabla 23.- Porcentajes de participación por tipo de tecnologías en las carteras de producción de electricidad IEA.UE-27. Año 2010 y horizontes 2020 y 2030. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IEA (2012).	211
Tabla 24.- Coste y riesgo de las carteras IEA.UE-27 (en €/MWh). Año 2010 y horizontes 2020 y 2030. Fuente: Elaboración propia.	212
Tabla 25.- Definición de la cartera IEA.UE-27 2010 y carteras eficientes del modelo Markowitz Puro. Fuente: Elaboración propia.	218
Tabla 26.- Definición de las carteras eficientes y de la IEA.UE-27 2010 en función de los porcentajes de participación por tecnologías. Fuente: Elaboración propia.	218
Tabla 27.- Distancias de las carteras IEA.UE-27 2020 y carteras eficientes del modelo Markowitz Puro. Horizonte 2020. Fuente: Elaboración propia.	220
Tabla 28.- Composición de las carteras eficientes del modelo y de la IEA.UE-27 2020. Modelo Markowitz Puro. Horizonte 2020. Fuente: Elaboración propia.	221
Tabla 29.- Distancias de las carteras eficientes-radiales del modelo Markowitz Puro – disponibilidad/ausencia de CAC-. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	222
Tabla 30.- Distancias de las carteras IEA.UE-27 con la cartera de mínimo coste absoluto y mínimo riesgo absoluto del modelo Markowitz Puro –disponibilidad/ausencia de CAC-. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	223
Tabla 31.- Composición de las carteras eficientes del modelo y de la IEA.UE-27 2030. Modelo Markowitz Puro. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	224

Tabla 32.- Carteras de mínimo coste y mínimo riesgo absolutos. Año 2010 y horizontes 2020 y 2030. Modelo Markowitz Puro. Fuente: Elaboración propia.....	226
Tabla 33.- Distancias de la cartera IEA.UE-27 2010 y carteras eficientes del modelo Tecnológico. Año 2010. Fuente: Elaboración propia.	229
Tabla 34.- Composición de las carteras eficientes del modelo y de la IEA.UE-27 2010. Modelo Tecnológico. Año 2010. Fuente: Elaboración propia.	230
Tabla 35.- Distancias de las carteras IEA.UE-27 2020 y carteras eficientes del modelo Tecnológico. Horizonte 2020. Fuente: Elaboración propia.....	233
Tabla 36.- Composición de las carteras eficientes del modelo y de la IEA.UE-27 2020. Modelo Tecnológico. Horizonte 2020. Fuente: Elaboración propia.....	235
Tabla 37.- Distancias de las carteras IEA.UE-27 2030 y carteras eficientes del modelo Tecnológico. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.....	238
Tabla 38.- Composición de las carteras eficientes del modelo y de la IEA.UE-27 2030. Modelo Tecnológico. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.....	240
Tabla 39.- Evolución de los valores de coste y riesgo de las carteras de mínimo riesgo y mínimo coste absolutos considerando la disponibilidad de tecnologías de CAC. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	242
Tabla 40.- Carteras IEA.UE-27. Horizonte 2020. Factores de emisión por GPEDMASH, coste y riesgo. Fuente: Elaboración propia.	245
Tabla 41.- Incremento sobre el límite de participación de la tecnología por escenario de reducción y por tecnología. Carteras de mínimo riesgo. Modelos Tecnológico y Medioambiental. Horizonte 2020. Fuente: Elaboración propia.	247
Tabla 42.- Impacto sobre los valores de coste y riesgo de las carteras de mínimo riesgo absoluto del modelo Medioambiental en comparación con las del modelo Tecnológico. Horizonte 2020. Fuente: Elaboración propia.	249
Tabla 43.- Distancias de las carteras IEA.UE-27 2030 y carteras eficientes del modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	252
Tabla 44.- Composición de las carteras <i>Nuevas Políticas (NP)</i> y <i>Políticas Actuales (PA)</i> eficientes-radiales y de la IEA.UE-27 2030 por escenarios de reducción. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	253
Tabla 45.- Valores del riesgo y del coste de la cartera IEA.UE-27 2030 y carteras eficientes radiales. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	254
Tabla 46.- Valores de nivel de alejamiento del objetivo conjunto de reducción de emisiones para cada cartera. Horizonte 2030. Valor mínimo por escenario (-4). Fuente: Elaboración propia.	256

Tabla 47.- Evolución del coste y riesgo de las carteras. Comparación entre las carteras de mínimo coste y mínimo riesgo absolutos del modelo Medioambiental con las del modelo Tecnológico. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.....	258
Tabla 48.- Composición de las carteras de mínimo coste y mínimo riesgo absolutos del modelo Medioambiental y modelo Tecnológico. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	259
Tabla 49.- Evolución del riesgo y del coste de las carteras de mínimo coste y mínimo riesgo absolutos tomando como base los de la cartera de reducción mínima. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	261
Tabla 50.- Impacto sobre el coste y el riesgo en las carteras eficientes del modelo provocado por la incorporación de la tecnología de CAC. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.....	267
Tabla 51.- Participación de las tecnologías con CAC y variación en el resto de tecnologías en las carteras eficientes del modelo provocado por la disponibilidad de la tecnología de CAC. Modelo Medioambiental. Escenario de reducción mínima. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	268
Tabla 52.- Participación de las tecnologías con CAC y variación en el resto de tecnologías en las carteras eficientes del modelo provocado por la disponibilidad de la tecnología de CAC. Modelo Medioambiental. Escenario de reducción media. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	268
Tabla 53.- Participación de las tecnologías con CAC y variación en el resto de tecnologías en las carteras eficientes del modelo provocado por la disponibilidad de la tecnología de CAC. Modelo Medioambiental. Escenario de reducción máxima. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.	269

ABREVIATURAS

ADAM: *Adaptation and Mitigation Strategies Project*.

APEC: *Asia-Pacific Economic Cooperation*.

APT: *Arbitrage Pricing Theory* (Teoría de la valoración por arbitraje).

CAC: Captura y almacenamiento de carbono.

CAFE: *Clean Air for Europe*.

CAPM: *Capital Asset Pricing Model*.

CASES: *Cost Assessment for Sustainable Energy Systems*.

CBTC: *Cross-border transmission-capacity constraints*.

CCMP: Coste de capital medio ponderado.

CFCs: Clorofluorocarbonos.

CH₄: Metano.

CHP: *Combined heat and power* –cogeneración–.

CML: *Capital Market Line*.

CO₂: Dióxido de carbono.

CRE: Créditos de reducción de emisiones.

CVaR: *Conditional Value at Risk* (valor en riesgo condicionado).

EC: *European Commission* (Comisión Europea).

EMF: *Energy Modeling Forum*.

EPOC: Enfermedad pulmonar obstructiva crónica.

ETSAP: *Energy Technology Systems Analysis Programme*

g: Gramos.

GEI: Gases de efecto invernadero.

GEM-E3: *General Equilibrium Model for Energy-Economy-Environment interactions*.

GH1: Índice de Graham y Harvey 1.

GH2: Índice de Graham y Harvey 2.

GNL: Gas natural licuado.

GPEDMASH: Gases y partículas de efectos dañinos sobre el medio ambiente y la salud humana

GWh: Gigavatio hora.

HCL: Ácido clorhídrico.

IEA: *International Energy Agency*.

IEA.UE-27 450: Cartera de electricidad producida europea en el escenario 450 de la IEA.

IEA.UE-27 NP: Cartera de electricidad producida europea en el escenario *Nuevas Políticas* de la IEA.

IEA.UE-27 PA: Cartera de electricidad producida europea en el escenario *Políticas Actuales* de la IEA.

IPCC: *Intergovernmental Panel on Climate Change*.

IPTS: Instituto de Estudios de Prospectiva Tecnológica.

LCOE: *Levelised Costs of Electricity*.

kWh: Kilovatio por hora.

Mbtu: Miles de *British Thermal Units*.

MCO: Mínimos cuadrados ordinarios.

μm : Micrómetro.

MW: Megavatio.

MWh: Megavatio por hora.

N₂O: Óxido nitroso.

NEEDS: *New Energy Externalities Developments for Sustainability*.

NH₃: Amoníaco.

NO_x: Óxidos de nitrógeno.

O&M: Operación y mantenimiento.

O₃: Ozono troposférico.

OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.

PIB: Producto interior bruto.

PM: Partículas en suspensión con 10 micrómetros de diámetro o menos.

POLES: *Prospective Outlook for the Long Term Energy System*.

Ppm CO₂ eq.: partes por millón de dióxido de carbono equivalente.

RCDE-UE: Régimen de comercio de derechos de emisión de la UE-27.

RECIPE: *Report on Energy and Climate Policy in Europe Comparison*.

SML: *Security Market Line* o línea de mercado de valores

SO₂: Dióxido de azufre.

TIR: Tasa interna de rentabilidad.

Ton: Tonelada.

UE-27: Unión Europea formada por 27 Estados miembros.

UTCO: Unit Technology Costs.

VAN: Valor actual neto.

VaR: *Value at Risk* (valor en riesgo).

VOCs: *Volatile Organic Compounds* (compuestos orgánicos volátiles).

ZEP: *Zero Emissions Platform*.

INTRODUCCIÓN

Uno de los desafíos de mayor importancia a los que se enfrenta un Estado es el de resolver su problema energético. La solución pasa por conciliar seguridad de suministro, sostenibilidad y competitividad.

La política energética de un territorio tiene entre sus metas el conseguir un nivel de seguridad energética adecuado. Éste viene determinado por un acceso seguro y permanente a los recursos, con un nivel de calidad establecido, a un coste razonable para el consumidor y con el menor impacto sobre el medio ambiente (Kruyt *et al.*, 2009; Escribano *et al.*, 2013). Otro de los objetivos que suele estar en la agenda de los Estados es el de incrementar el nivel de eficiencia y ahorro energéticos, a partir de los cuales contribuir a la reducción de la intensidad energética. Con ello se mejoraría la competitividad y el desarrollo sostenible del propio Estado, indicativo de una menor contaminación (Dincer, 2000).

El grado de disponibilidad de las fuentes energéticas condiciona la forma en que un Estado o región produce electricidad. El diseño de la cartera de tecnologías empleadas para generar electricidad cobra especial trascendencia dentro de la planificación energética y medioambiental. Se trata de definir el “cómo” debe de producir a medio-largo plazo la electricidad un territorio. Está en juego no sólo el coste de producción asumible por el consumidor, sino también el nivel de dependencia exterior de los recursos, la correspondiente seguridad energética del territorio, así como el impacto medioambiental y social que el uso de las tecnologías disponibles pueda causar.

Las características distintivas del sector eléctrico y del output generado -como la dificultad para su almacenamiento, la necesidad de un sistema-red de transporte y distribución, unas inversiones intensivas en capital o la irreversibilidad de la inversión- se unen a un mercado con un marco regulatorio complejo en el que se incluye la dimensión medioambiental. Todo ello condiciona en gran medida el planteamiento objeto de análisis que se adopta en esta tesis, centrado en las tecnologías de generación de electricidad.

La aplicación de las políticas energéticas está sujeta a un elevado nivel de incertidumbre. Esta tiene su origen en la inseguridad vinculada al desarrollo tecnológico previsto, a la evolución de la situación económica, a posibles cambios en el marco regulatorio, a la evolución de los factores que inciden sobre el coste final de las políticas a implementar y a la eficacia en el cumplimiento de los objetivos marcados en materia medioambiental. Todas estas circunstancias dificultan de forma clara la toma de decisiones por parte del legislador en lo referente a la regulación y a la implantación de proyectos.

Según lo expuesto, en este trabajo se propone, desde el punto de vista metodológico, identificar el análisis de la planificación energética como un problema de selección de inversiones a largo plazo. Desde esta óptica la teoría de carteras de Markowitz destaca como una metodología contrastada en el ámbito financiero susceptible de ser aplicable a la definición de carteras compuestas por activos reales de generación de electricidad. El modelo matemático de optimización de carteras se basa en la caracterización de las tecnologías desde el punto de vista de su coste-riesgo. El coste medio esperado de la cartera se obtiene a partir de la suma ponderada de los costes esperados de cada tecnología de generación. Por su parte, el riesgo de la cartera se asocia con la variabilidad de su coste, y se mide por la desviación típica o la varianza de dicho coste. El objetivo que se plantea con el modelo es el de encontrar aquellas combinaciones de tecnologías que sean eficientes desde la perspectiva de la teoría de carteras; es decir, las de mínimo coste posible para un riesgo establecido, o las de mínimo riesgo para un coste determinado. Asimismo, el modelo admite la introducción de restricciones adicionales del problema. En este sentido, y como se expondrá a continuación, el nivel de desarrollo de la tecnología y la dimensión medioambiental serán incluidos mediante la definición de restricciones relativas al valor máximo de la participación por tecnología y al factor de emisión de la cartera.

En la actualidad el peso de los combustibles fósiles en el proceso energético es muy elevado. Los territorios que no poseen reservas de estos recursos deben importarlos. Se produce así una transferencia de rentas (*International Energy Agency [IEA], 2011; Gago y Labandeira, 2012*). La dependencia de estos recursos genera inseguridad en los Estados importadores que ven cómo los precios del petróleo y del gas natural suelen ser elevados y estar sujetos a una elevada volatilidad, provocada en parte por su carácter limitado y por tensiones geopolíticas vinculadas con el país exportador o con las vías empleadas para su transporte al territorio importador (*Dincer, 2000; Panwar et al., 2011; Intergovernmental Panel on Climate Change [IPCC], 2011; Escribano et al., 2013*).

Además el consumo de combustibles fósiles lleva aparejada la emisión de gases contaminantes y partículas en suspensión. Su concentración en la atmósfera genera innumerables impactos negativos sobre la vida humana y el medio ambiente. Entre ellos estarían el calentamiento global de la superficie terrestre, la elevación del nivel de los mares, la contaminación del aire, la precipitación de lluvia ácida o la emisión de sustancias radioactivas. De hecho, el cambio climático sería el responsable de unas pérdidas en la economía global de entre el 4% y el 20% del PIB mundial (*Scot, 2011*).

La búsqueda de la dimensión medioambiental de la cartera puede ser enmarcada dentro de la tendencia social que persigue el uso eficiente de los recursos, la reducción de las emisiones de

gases contaminantes, la disminución de los residuos y la conservación de los recursos autóctonos (Panwar *et al.*, 2011). Las economías más desarrolladas y con mayores niveles de renta son las que muestran mayor demanda de protección medioambiental (VijayaVenkataRaman *et al.*, 2012; Panwar *et al.*, 2011). De hecho una cartera de generación de electricidad respetuosa con el medio ambiente y con la sociedad aportaría asimismo una mayor seguridad energética.

Por todo ello aquel territorio que, careciendo de reservas de recursos fósiles quiera reducir su nivel de dependencia energética y el impacto ambiental, debería incrementar la diversificación de su cartera. Esto se conseguiría a través de la disminución paulatina de la participación de las tecnologías contaminantes y su sustitución por aquellas basadas en fuentes renovables.

De hecho, en la Unión Europea más de la mitad de la energía es importada del exterior. Es, por tanto, una región condicionada por su dependencia energética, del 53% en 2012 (Eurostat, tabla: tsdcc 310). El impacto negativo de la dependencia energética en la economía europea se situó en el 3,1% del PIB, correspondiente a la transferencia de rentas derivada de la importación de petróleo y gas natural (European Commission [EC], 2014a; Gago y Labandeira, 2012).

En este contexto, la Unión Europea ha basado su política energética en tres pilares fundamentales: competitividad, seguridad de suministro y sostenibilidad (Johansson, 2013; EC, 2010a). Así se han implementado numerosas medidas regulatorias como procesos de liberalización del mercado del gas y electricidad, sistemas de apoyo para el fomento de energías renovables, medidas de ahorro y eficiencia energética o mecanismos para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero como el desarrollo del mercado de certificados de emisión. Es la apuesta por las tecnologías renovables, junto con la reducción de emisiones de gases contaminantes, las que han convertido a la Unión Europea en líder mundial de lucha contra el cambio climático (EC, 2008a, 2012a, 2012b; Chalvatzis y Hooper, 2009).

En 2009 la Unión Europea aprueba la Directiva 2009/28/EC (EC, 2009a) con la que establece los objetivos energéticos y medioambientales para 2020, la llamada “estrategia 20-20-20”: conseguir un 20% de reducción de emisiones contaminantes en comparación con 1990, un 20% de consumo energético con renovables y una mejora del 20% en eficiencia energética, entendida como la relación entre el consumo interior bruto de energía y el producto interior bruto generado. La estrategia era clara, continuar con la reducción de la dependencia energética, disminuir sus emisiones contaminantes e incrementar su eficiencia energética.

En octubre del pasado año 2014, la Unión Europea (EC, 2014b) expuso sus objetivos energéticos para 2030 como extensión de los del horizonte 2020: alcanzar al menos una

reducción del 40% en la emisión de gases de efecto invernadero en comparación con 1990 e incrementar la participación renovable y la eficiencia energética hasta un 27%.

La Unión Europea ha ido definiendo a lo largo de las últimas dos décadas el escenario energético a alcanzar en los sucesivos horizontes 2010, 2020 y 2030. La reciente presentación en febrero de 2015 de los objetivos energéticos del gobierno Junker para el horizonte 2030-2050, bajo la denominación “Unión de la Energía”, siguen la línea marcada por los señalados de octubre de 2014 y buscan darle un nuevo impulso a la idea de conseguir que Europa “hable con una sola voz” en esta materia. La meta a alcanzar sigue siendo la misma: un “acceso a una energía segura, sostenible, competitiva y asequible para todos los europeos”.

En relación con la estrategia energética y climática planteada por la Unión Europea surgen una serie de interrogantes a los que proponemos dar respuesta en esta tesis. La cuestión principal sería si la Unión Europea está caminando hacia un diseño eficiente en términos de coste y riesgo de su futura cartera de generación de electricidad. En caso de ser negativa la respuesta, la pregunta parece evidente, ¿podría Europa producir electricidad de forma eficiente a través del diseño de su cartera de generación?

Sobre los distintos tipos de tecnologías, podríamos formular una serie de cuestiones:

- ¿Debería reducir Europa su apuesta por las energías renovables en un futuro caracterizado por la eficiencia en términos de coste y riesgo?
- Dentro de las energías renovables, ¿qué tecnologías tendrían participación preferente para alcanzar la eficiencia y cuáles serían menos adecuadas en términos de eficiencia?
- Tras el suceso de Fukushima Daichii y el replanteamiento de la estrategia nuclear europea, ¿es necesaria la tecnología nuclear en un futuro caracterizado por la eficiencia?
- ¿Cuál es el futuro que le espera a los combustibles fósiles en un entorno de eficiencia y hasta qué punto es necesario apoyar el desarrollo de las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono para el cumplimiento de los objetivos de reducción?

En este trabajo se apuesta por enriquecer el análisis de eficiencia mediante la adopción de una estrategia amplia de reducción de emisiones por parte de la Unión Europea. Se incorporan así no sólo los datos relativos a la emisión de dióxido de carbono (CO_2), responsable del efecto invernadero y del cambio climático, sino también del dióxido de azufre (SO_2) y de los óxidos de nitrógeno (NO_x), responsables de la acidificación del suelo y de daños sobre los ecosistemas y la salud pública, así como de la emisión de partículas (PM), que provocan impactos negativos sobre las condiciones y la esperanza de vida humanas. A partir de este planteamiento se

podría cuestionar cuál sería el impacto de esta estrategia sobre el coste y el riesgo de la cartera de generación.

Previamente, desde el punto de vista metodológico, las cuestiones a resolver se centrarían en si es posible diseñar un modelo de evaluación de la eficiencia que permita obtener la combinación de tecnologías que optimice el binomio coste-riesgo, de qué forma se podría dotar al modelo de dimensión medioambiental y qué efectos tendría, así como de qué forma se articularía el análisis de eficiencia.

La respuesta a las preguntas planteadas puede estructurarse en base al análisis de escenarios. Este tipo de análisis, como técnica de prospectiva, permite obtener un conocimiento anticipado del futuro de un entorno caracterizado por una complejidad e incertidumbre elevadas y sometido a cambios profundos, rápidos y de difícil anticipación. De esta forma las carencias sobre el conocimiento colectivo del futuro se ven solventadas a partir del análisis de las tendencias apuntadas en los escenarios. Por ello el trabajo con escenarios es una práctica habitual en el campo energético a la hora de definir posibles estrategias para alcanzar objetivos en el futuro.

La Agencia Internacional de la Energía (en adelante, IEA) ofrece tres posibles escenarios para los horizontes europeos de 2020 y 2030 (IEA, 2011, 2012). Éstos atienden a las posibles situaciones derivadas de distintos grados de implementación de las políticas propuestas: escenario de *Políticas Actuales*, de *Nuevas Políticas* y *450* o de apuesta fuerte por políticas de lucha contra el cambio climático. Adicionalmente son consultados en el trabajo los escenarios contemplados por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, 2011) y el Instituto de Estudios de Prospectiva Tecnológica (en adelante, IPTS) (Russ *et al.*, 2009; Ciscar *et al.*, 2012) dependiente del Centro Común de Investigación de la Comisión Europea y del Directorio General de la Comisión Europea para la Energía y el Transporte.

Según lo expuesto, el objetivo principal de este trabajo será el análisis de la eficiencia de las carteras de generación de electricidad por tecnología propuestas por la IEA para la Unión Europea para los horizontes 2020 y 2030. Se tratará de dar respuesta a la pregunta de si en estos escenarios la generación de electricidad implícita en esas carteras atendería a criterios de eficiencia, o si por el contrario sería necesario un cambio en el peso de la generación derivada de las distintas tecnologías en las carteras.

De forma complementaria se buscará definir la composición de aquellas carteras que sí cumplan con los criterios de eficiencia, con el objetivo de esclarecer cuál debería ser la participación de cada una de las tecnologías disponibles en caso de que la Unión Europea pretendiera producir electricidad de modo eficiente. A partir de la presencia de las distintas tecnologías en las carteras eficientes se podrán extraer conclusiones que arrojen luz sobre cuál

debería ser la estrategia a seguir por la Unión Europea en materia de política energética (*policy implications*).

La propuesta se instrumenta en forma de modelo de media-desviación típica con restricciones que tiene como función objetivo la minimización del riesgo de la cartera. El modelo incorpora las restricciones propias del planteamiento de Markowitz relativas a la no negatividad de las variables, la igualdad a la unidad de la suma de las participaciones de las tecnologías y la limitación del coste de la cartera a un valor dado. De forma complementaria se incluirán restricciones relativas a los límites de participación máxima de las tecnologías en función del desarrollo tecnológico previsto por horizonte, dando lugar al modelo Tecnológico. La incorporación adicional de restricciones sobre los límites de emisión máxima por gas contaminante y por tecnología dará lugar al denominado modelo Medioambiental. El output de los modelos ofrece el diseño de aquellas carteras eficientes que presentan la mejor combinación coste-riesgo a asumir por la sociedad por generar electricidad, es decir, carteras que potencian el bienestar social.

Al tratarse de activos reales (no financieros) se asume el cumplimiento no estricto de las hipótesis de la teoría de carteras sobre la eficiencia de los mercados. Entre ellas estarían la existencia de discontinuidades en los mercados de generación de electricidad, problemas de liquidez de los activos de generación, amplitud del tiempo de recuperación de la inversión, distintos grados de sustitución de las tecnologías y combustibles, difícil divisibilidad de las inversiones o el funcionamiento ineficiente de los mercados de electricidad.

Lo novedoso, y que constituye la principal aportación de este trabajo desde el punto de vista metodológico, reside en la inclusión de la dimensión medioambiental a través del establecimiento de objetivos de reducción de emisiones de gases contaminantes. Para ello se definen para cada uno de los gases y partículas estudiados los factores de emisión de cada tecnología así como los de la cartera. Los límites de emisión propuestos en el modelo se encuadran dentro de la estrategia de reducción de emisiones de la Unión Europea. Se establecen tres escenarios de reducción: mínima, media y máxima. Mediante la inclusión de estos límites se consigue explicitar parte del efecto positivo que provoca la incorporación de las energías renovables a la cartera, ya que se trata de opciones tecnológicas no emisoras, excepto la tecnología basada en biomasa.

La dimensión medioambiental del modelo se ve enriquecida, además, por la incorporación de los costes de externalidad por tecnología, aquellos no considerados por el mercado en los costes de generación y que representan el daño potencial sobre el medio ambiente y los ecosistemas. Su inclusión provoca la penalización del coste total de las tecnologías no renovables. Se corrige así parte del fallo de mercado existente relativo a las diferencias entre

los costes y riesgos de las tecnologías no renovables y los de las energías renovables. Las tecnologías beneficiadas son nuevamente las energías renovables, que ven incrementado su atractivo y su potencial para entrar en la cartera eficiente. Los costes de externalidad contemplados en el modelo son los de emisión, de uso de la tierra para la biomasa, de posibles fugas de radioactividad en el proceso de generación de electricidad, junto con los costes derivados de accidente en planta tecnológica.

A diferencia de la mayoría de los modelos revisados en la literatura, los propuestos en este trabajo introducen además un cambio en la medición del riesgo de cada tecnología. Éste se realiza a través de la suma no ponderada de las varianzas de los componentes del coste total de generación. Operar con la suma no ponderada de las varianzas para el cálculo del riesgo por tecnología conduce a valores superiores y metodológicamente más apropiados en términos de cálculo del riesgo de todas las tecnologías.

En definitiva, a nuestro juicio, el análisis de eficiencia aquí planteado adopta una triple perspectiva: económica, a través de la búsqueda del menor coste de la cartera; social, mediante la maximización del bienestar social derivado de la exposición al menor riesgo de ruptura de suministro derivado de la cartera de generación de electricidad; y medioambiental, gracias a la inclusión del cumplimiento de objetivos de reducción de emisiones y de los costes de externalidad.

Para desarrollar lo expuesto, el trabajo se organiza de la siguiente forma: en el primer capítulo se introduce la tipología del problema a partir de su contextualización en el campo de la energía. Posteriormente en el segundo capítulo se revisan los escenarios y proyecciones de las distintas entidades analizadas para los horizontes estudiados. El tercer capítulo recoge una revisión un tanto exhaustiva de la teoría de carteras. En el cuarto capítulo se exponen los distintos trabajos que aplican la teoría de carteras a activos de generación de electricidad. En el quinto capítulo se presentan los modelos matemáticos de optimización de carteras que se van a implementar. El sexto capítulo recoge los resultados derivados de la evaluación de la eficiencia de las carteras propuestas por la IEA para la Unión Europea para 2020 y 2030. Por último, en el séptimo capítulo se presentan las conclusiones, en las que se da respuesta a las diversas cuestiones formuladas anteriormente, y las líneas de investigación futura.

1. EL PROBLEMA DE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

1.1. La electricidad como factor clave del desarrollo

La electricidad es un producto energético con amplia aplicabilidad y de mayor productividad que otras formas de energía (Burger *et al.*, 2007, p. 23 y Khatib, 2003, p. 1). Como tipo de energía, la electricidad forma parte del conjunto de factores clave de los avances de la humanidad. Puede ser definida como *commodity*¹ susceptible de ser comercializada con una calidad establecida y una elevada estandarización (Ríos *et al.*, 2011, p. 98), lo que la convierte en un producto con amplia utilización y de acceso “casi” universal².

La electricidad es producida como energía apta para el consumo en centrales de generación a partir de la conversión de otros recursos energéticos primarios, como combustibles fósiles, energía nuclear o energías renovables. La producción de electricidad en planta atiende a criterios de costes y eficiencia y está condicionada por restricciones o condiciones impuestas por el mercado de combustibles primarios y por la regulación medioambiental, esta última en relación con la reducción de emisiones (Ríos *et al.*, 2011, p. 98).

Entre las características que definirían la electricidad se pueden destacar:

- No es almacenable (excepto en algunas plantas hidroeléctricas de bombeo) y necesita ser continuamente suministrada y consumida, lo que obliga a que la producción en cada instante deba igualar el consumo a satisfacer (Safarzynska y Van den Bergh, 2011). Las compañías intervinientes en el sistema deben gestionar el riesgo que conlleva el proceso de generación, comercialización, transporte y distribución (Gökgöz y Atmaca, 2011).

La dimensión del sistema de generación viene definida por la demanda continuada, no constante y con elevada variabilidad, prevista para un territorio. Es el operador del sistema de transmisión (TSO³) el responsable de equilibrar generación y consumo, así como de asegurar el transporte de la electricidad desde la central de generación hasta los puntos de consumo, considerando las restricciones físicas. De esta forma se produce la satisfacción instantánea de la demanda, siendo el tiempo de entrega crítico⁴.

¹ Subyacente estandarizado y homogéneo entre lotes.

² Según la IEA (2012), más de 1.300 millones de personas no tienen acceso a la electricidad. Cuatro países asiáticos y seis del África Sub-sahariana suman más de dos tercios del total de la población mundial sin acceso a la misma.

³ *Transmission System Operator*.

⁴ Burger *et al.* (2007) establecen el tiempo relativo al “período de equilibrio” del sistema, siendo en Reino Unido de 30 minutos y en Alemania de 15.

Es posible definir comportamientos estacionales de la demanda atendiendo tanto al período anual o mensual como a períodos semanales, diarios y horarios. La imposibilidad de almacenamiento de la electricidad incrementa la volatilidad de los precios *spot*⁵ de la electricidad. La demanda continuada y variable de electricidad al por menor es incorporada al sistema, que también contempla la demanda prevista inicialmente atendiendo al comportamiento histórico. Las empresas productoras entregan la electricidad generada atendiendo a series temporales discretas (producción programada) y al consumo demandado en cada instante, manteniendo un flujo constante de electricidad necesario para garantizar la continuidad y la seguridad del suministro eléctrico. En la Ilustración 1 se recoge información acerca del consumo de energía que se produce en un momento dado en el sistema eléctrico peninsular. En ella se pueden observar tres curvas. La amarilla es indicativa del valor instantáneo de la demanda real de energía eléctrica. La verde es elaborada por Red Eléctrica (el operador del sistema) con los valores de consumo histórico similar corregido por factores como la climatología y la actividad económica y laboral. Por último la línea roja recoge la programación horaria operativa expresiva de la producción programada para los grupos de generación a los que se hubiera adjudicado el suministro de energía mediante casación de los mercados diario e intradiario.

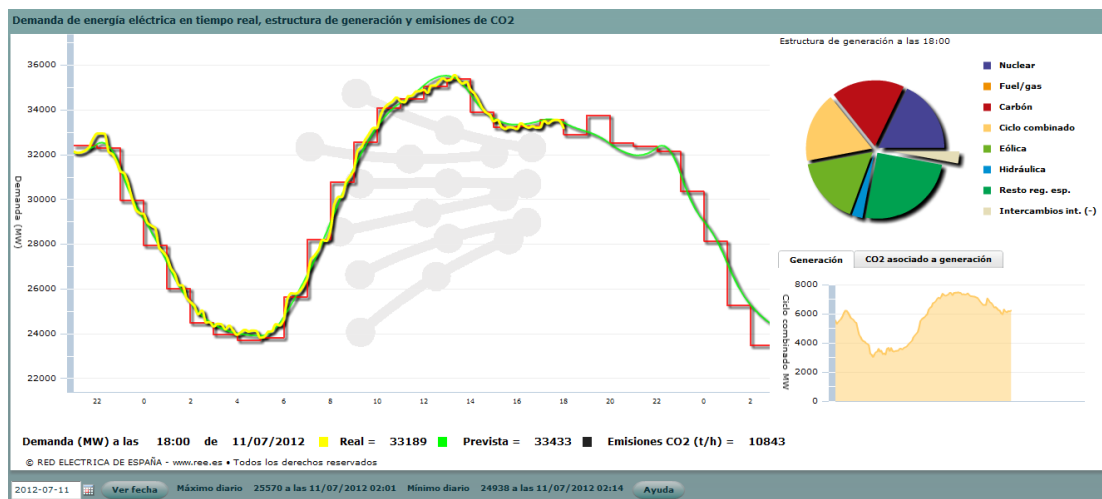


Ilustración 1.- Demanda de energía eléctrica en tiempo real, estructura de generación. Fuente: Red Eléctrica de España.

- Es versátil, fungible, transportable, fácil de distribuir y de controlar.

⁵ Precio que se alcanza en el mercado spot de la electricidad, entendido como aquel proceso que permite establecer el programa de funcionamiento horario de las centrales de generación de electricidad. Es un proceso de ritmo diario. En España se fija en función del precio de la última oferta de generación aceptada para satisfacer la demanda.

- Es generada a partir de combustibles diversos, cuyo suministro está sujeto a rupturas o discontinuidades.

El acceso de los territorios a los combustibles fósiles no está asegurado: gas natural en mayor medida, carbón y petróleo, este último con un peso mínimo en la cartera de combustibles. Una elevada dependencia del mix de tecnologías de generación de electricidad de estos combustibles repercute negativamente en la economía del territorio debido a la transferencia de rentas hacia los agentes proveedores de los mismos. De modo adicional, la elevada dependencia de los combustibles fósiles resta capacidad de acción a los Estados sobre los mercados donde se comercializan, manejados por un número reducido de oferentes (acentuado en el caso de los hidrocarburos), y caracterizados por comportamientos alcistas y una elevada volatilidad de los precios⁶ (excepto para el carbón). Sáenz de Miera (2011) califica a aquellos modelos económicos de producción basados en el consumo de combustibles fósiles finitos como económicamente insostenibles, por cuanto merman la competitividad de los territorios y elevan la vulnerabilidad de los mismos ante una posible ruptura de suministro (indicativo de inseguridad energética). Bhattacharya y Kojima (2012) advierten del riesgo de una posible sobreexposición de las economías a los combustibles fósiles, por cuanto la variabilidad e incremento en el precio pueden causar daños en la estructura macroeconómica del país, a través de la inflación y del desempleo.

Por otra parte, la incapacidad de control sobre el flujo de ciertas fuentes renovables (caso de las energías eólica, hidráulica o solar fotovoltaica) repercute también negativamente sobre la seguridad de suministro y sobre la fiabilidad del sistema, que no permite discontinuidades en generación.

- Necesita de una red-sistema de transporte y distribución, lo que según Burger *et al.* (2007) dificulta la existencia de un mercado global. Khatib (2003, p. 1) señala como fundamental a la hora de asegurar la fiabilidad del sistema eléctrico y la continuidad y calidad del suministro, la inversión en plantas de generación de reserva, equipamientos de espera y otras instalaciones necesarias. Para ello se debe acertar en

⁶ En algunos casos los precios de los contratos a largo plazo "take or pay" del gas natural están indexados con los del petróleo. Palazuelos (2008) señala el elevado grado de concentración tanto en la oferta como en la demanda en los mercados del petróleo y del gas natural. Apenas siete países suman el 73% del total de las reservas mundiales del petróleo, y diez Estados suman el 72% de las reservas de gas natural. Adicionalmente el autor señala que el comportamiento alcista y volátil de los precios internacionales de los hidrocarburos se debe al carácter "financiarizado" del mercado del petróleo, ya que desde 2004 los mercados de futuros y derivados del petróleo recibieron extraordinarias partidas de liquidez desde otros mercados (financieros e inmobiliarios). La búsqueda de rentabilidades a corto plazo elevadas condujo a un clima volátil de expectativas alcistas al que se le sumó una estrategia informativa de tensión continua ante una inminente ruptura potencial de suministro.

la comprensión de los mercados y en la predicción óptima de la demanda futura, además de apostar por la planificación integrada de los recursos.

- Los activos eléctricos están condicionados por períodos amplios de vida útil (25-30 años) (Burger *et al.*, 2007; Khatib, 2003; Safarzynska y Van den Bergh, 2011). Es esta amplitud la que condiciona las decisiones de inversión en el sector en forma de incertidumbre elevada en relación con:
 - ✓ La tecnología: la amplitud temporal puede afectar al desarrollo del cambio tecnológico, provocar la posible pérdida de eficiencia u obsolescencia de la planta y cambios en la aceptabilidad social de cierto tipo de tecnología debido a acontecimientos imprevistos (vg. nuclear), etc.
 - ✓ La economía: por tratarse de proyectos intensivos en capital⁷ y sujetos a períodos largos de recuperación de la inversión, la disponibilidad de fuentes de financiación a largo plazo, así como sus posibles costes, se ven afectados por la variabilidad de elementos como los costes de los combustibles vinculados con la planta o la evolución macro y microeconómica del territorio donde radica la inversión.
 - ✓ La regulación: cuanto mayor sea el período temporal de evaluación de la inversión, mayor riesgo habrá de que se produzca la implementación de nuevas medidas de política energética en el territorio donde se localiza la planta, lo que implicaría posibles cambios en tarificación o en el mecanismo de establecimiento de precios de la electricidad, así como la implantación potencial de nuevas tasas o tributos no contemplados en el momento de la inversión.
 - ✓ El medio ambiente: posibles acontecimientos medioambientales sobre los ecosistemas transcurridos en el corto plazo, dentro del período de vida útil de la planta, que pueden precipitar la toma de decisiones en relación con la ampliación o reducción de la participación de ciertas tecnologías en el mix de producción de electricidad.
- Los mercados de electricidad suelen estar caracterizados por la existencia de un reducido número de competidores, lo que conduce en la mayoría de los casos a un tipo de competencia imperfecta: oligopolios, existencia de poder de mercado, pactos y comportamientos colusivos en el establecimiento de los precios, etc.

⁷ El sector de la generación de electricidad, muy intensivo en capital, está caracterizado por presentar una mayor proporción de necesidades de inversión de capital para un mismo tipo de rentabilidad de la inversión (ROI) que para otros sectores. El período de recuperación de la inversión para el sector generalmente es superior a 20 años (Bhattacharya y Kojima, 2012).

Los sujetos económicos y sociales de los territorios conforman la demanda de electricidad. El crecimiento económico y de la población, entre otros elementos, provoca continuos incrementos en la demanda de electricidad. Más allá de la posible saturación de la demanda, las nuevas necesidades de las economías emergentes (India, China, Brasil...), relacionadas con el aumento de capacidad adquisitiva de sus habitantes y la consiguiente mejora del acceso a la electricidad, elevan la demanda de electricidad en mayor medida que el decrecimiento-estancamiento recogido en las economías occidentales actualmente en crisis (IEA, 2010a). Según la IEA (2012) el mayor incremento de la demanda para 2035 está liderado por países no pertenecientes a la OCDE. Entre estos se encuentran China y la India, que suman sólo entre ellos dos más de la mitad del crecimiento global en la demanda de electricidad. Por sectores, el mayor demandante de electricidad es el industrial, seguido por el residencial y por el sector servicios (IEA, 2012). De hecho, Khatib (2003, p. 1) sitúa en 2050 el horizonte en el que más del 70% de las necesidades de energía en algunos países industrializados serían cubiertas con electricidad.

El precio⁸ de la electricidad está condicionado por una elevada volatilidad, debido al impacto de diferentes elementos, entre los que estarían: el tipo de combustible empleado para su generación, la tecnología de generación, la meteorología (que influye en los consumos de los hogares), la actividad económica, la hidráulidad y otros condicionantes medioambientales en relación con las energías renovables o la capacidad de intercambio de electricidad con países vecinos (Ríos *et al.*, 2011, p. 99). Cada tecnología, a su vez, tiene asociados unos costes de producción propios y diferentes a los del resto, siendo los marginales y no los costes totales los que más condicionan el precio final de la electricidad (Burger *et al.*, 2007, p. 25). El tipo de carga de la planta de generación dentro del sistema (base, intermedia y pico de demanda⁹) es considerado uno de los mayores condicionantes de la estructura de costes. La dependencia de un territorio de ciertos combustibles vincula los costes finales de la electricidad generada con los precios de los mismos y con su variabilidad. Es, pues, la composición de la cartera de combustibles empleados para la generación de electricidad en un territorio la que determina

⁸ El precio pagado por los consumidores puede descomponerse en dos: precio de la energía –propio de las actividades en competencia- y tarifas o peajes de acceso –propias de actividades reguladas-. En España la tarifa de acceso incluye el sobrecoste del régimen especial compuesto por renovables y cogeneración y el coste de los sistemas insulares (Ríos *et al.*, 2011, p. 99).

⁹ Relacionado con el factor de carga (porcentaje de horas por período que una planta opera al máximo de potencia). Las plantas con un factor de carga base presentan un porcentaje elevado de horas de operación, normalmente superior al 75%, y suelen ser grandes plantas que emplean combustibles fósiles y centrales nucleares. Las plantas de factor de carga intermedia suelen presentar porcentajes de horas de operación entre el 40 y el 60%. Ejemplo de ellas pueden ser pequeñas plantas de carbón o plantas de ciclo combinado de gas. Por último las centrales de pico de demanda (en inglés, *peak-demand*) se caracterizan por presentar factores de carga anuales iguales o inferiores al 15% de las horas del año. Entre ellas estarían la que emplea turbina simple de gas o motor de combustión interna de gas.

parte del coste de la electricidad generada en el mismo. Los costes de operación difieren por tecnología. De modo adicional el precio de las emisiones de CO₂ eleva el precio final de la electricidad y condiciona la producción mediante combustibles fósiles intensivos en emisiones, provocando una sustitución del carbón como fuente de generación por gas natural (menos intensiva en emisiones).

En algunos casos el reducido número de operadores que interactúan en el mercado puede conducir a comportamientos que alteran el normal funcionamiento del mercado caracterizado por el equilibrio. La existencia de comportamientos que obedecen a criterios no competitivos basados en el poder de mercado, convierten a los mercados de electricidad en oligopolistas de competencia imperfecta con tendencia a la colusión (Safarzynska y Van den Bergh, 2011; Campos *et al.*, 2004). En este sentido Anderson y Cau (2011) señalan al mercado de la electricidad como tendente a la colusión implícita en el que la generación de ingresos no se produce vía competitiva, sino vía poder de mercado. Bajo su perspectiva los elementos estratégicos que están a disposición de los operadores en el mercado eléctrico para llevar a cabo los pactos de colusión serían la cantidad ofertada por cada agente¹⁰ y la política seguida para la maximización del beneficio. Marques *et al.* (2008) proponen el mercado ibérico de la electricidad como ejemplo de este comportamiento colusivo. Estos autores señalan la elevada concentración en el mercado como factor clave a la hora de que se den en el mercado colusiones tácitas y otras estrategias anticompetitivas entre los operadores del sistema. La estrategia se centra en la retirada de parte de la cantidad ofertada por aquellos productores con mayor capacidad de oferta, ante una demanda poco elástica. De esta forma consiguen elevar el precio marginal de la electricidad establecido en el mercado, incrementando con ello sus ingresos en mayor proporción que en el caso de seguir una estrategia de competencia real de mercado.

Fabra y Toro (2005) se centran en la dinámica del mercado, caracterizada por la repetición diaria de las subastas, para explicar la existencia de comportamientos colusivos por parte de los operadores. El funcionamiento del sistema otorgaría involuntariamente a los operadores capacidad de coordinación para establecer pactos y disminuir el grado de competencia. La estrategia a seguir, que buscaría obtener mayores ingresos, se basa en ofertar la producción a un precio menor, tratando de compensar la aparente pérdida provocada por la bajada del precio de oferta con la colocación de mayor cantidad de producción a precios reducidos. De esta forma se lograría desplazar a los operadores de menor peso en el mercado, que no serían capaces de colocar su producción a precios tan reducidos, por cuanto no pueden competir en

¹⁰ Suponiendo fijas e independientes ante cambios en el precio de mercado las cantidades producidas por el resto de competidores.

estructura con los grandes operadores. Se abandona así la estrategia basada en conseguir amplios márgenes de beneficio (coste-precio) a través de ofertar su producción a precios elevados. Los autores observan en su estudio que los operadores con mayor volumen ofrecen su producción a un precio inferior a sus costes marginales (comportamiento anormal que no responde ni a la demanda ni a los propios costes).

Alternativamente otro de los problemas en que puede derivar el comportamiento de las empresas de electricidad que operan en un mercado bajo regulación es el de la sobreinversión en activos de generación. Hickey *et al.* (2010) parten de la idea de que en un mercado bajo regulación las empresas se ven obligadas a invertir en exceso en capital, desatendiendo la minimización de la estructura de costes. En la mayoría de los casos se toman decisiones de inversión a largo plazo apoyadas en necesidades de corto plazo, y condicionadas por los estándares de restricción de emisiones de carbono y de fomento de renovables.

1.2. El problema energético de generación de electricidad y la importancia de la planificación

Uno de los retos de mayor importancia a los que se enfrenta un Estado es el de garantizar su abastecimiento energético. El acceso a las fuentes energéticas de forma segura, con un nivel de calidad definido y al menor coste posible (incluido el ambiental) es una aspiración del conjunto de la sociedad que se ha convertido en un punto central de la agenda de muchos gobiernos. De esta forma una adecuada resolución del “problema energético” contribuye a incrementar la competitividad de un territorio y su capacidad para atraer inversiones productivas. Según apunta Sierra (2011), esto pasa por conciliar seguridad de suministro, sostenibilidad y competitividad. Eguiagaray (2008) define el problema a partir de tres dimensiones: seguridad de suministro, respeto medioambiental (implícito en la producción y uso de las diversas fuentes de energía) y ordenación específica de procesos de producción y consumo de energía.

En tal contexto, la determinación de cuáles serán las tecnologías de producción de energía eléctrica más idóneas adquiere una relevancia indudable. Conviene recordar que, en términos generales, la producción de electricidad a partir de las diferentes fuentes de energía primaria (gas, petróleo, carbón, viento, agua, sol, etc.) es un proceso que lleva aparejadas fuertes externalidades¹¹ (sociales y ambientales, principalmente), que condiciona la disponibilidad de electricidad para el consumo doméstico e industrial –las diferentes tecnologías contribuyen de manera desigual a la seguridad del suministro- y que está sometido a una serie de riesgos de

¹¹ Costes no incorporados en el precio de mercado de la electricidad, y por lo tanto no asumidos por productores ni consumidores de electricidad que impactan en forma de daños sobre la sociedad y el medio ambiente (Eyre, 1997).

naturaleza diversa (disponibilidad de combustibles, coste de los mismos, etc.). Por todo ello, conseguir la diversificación de la cartera de tecnologías, combustibles y de las regiones de origen desde las que se importan estos recursos favorece la reducción de los riesgos y la dependencia energética (EC, 2000a). Por otra parte, los elevados precios de los recursos, favorecidos por la propia asimetría de los mercados energéticos, llevan a los Estados a tomar medidas para mejorar la eficiencia y ahorro energéticos (Aranda e Iglesias, 2011). Con esto se consigue reducir la intensidad energética del producto interior bruto (en adelante, PIB) mejorando la competitividad del propio Estado y su desarrollo sostenible. Estos cambios en la gestión de la energía, unidos al fomento de las energías renovables, obligan al cambio del modelo energético, que pasa a estar basado en un mayor respeto del medio ambiente y una gestión más eficiente (Sierra, 2011). Las dudas sobre la viabilidad del modelo energético actual son recogidas por autores como Martínez *et al.* (2011), que hablan de agotamiento del modelo energético actual y de elevadas externalidades negativas del mismo (excesivo ritmo de explotación de recursos naturales, pérdida de biodiversidad, incapacidad de tratamiento de residuos) que conducen a un escenario de calentamiento global.

La importancia del sector energético en la economía de un territorio, y particularmente del sub-sector eléctrico¹², es muy elevada. Gracias a la electricidad se conectan los distintos sectores productivos, además de facilitar el desarrollo y el bienestar de la sociedad en forma de políticas que buscan una generación, gestión y consumo¹³ más eficientes, responsables y respetuosos con el medio ambiente.

Las necesidades de capital elevadas e intensivas en la industria eléctrica, que superan la mitad de la inversión total del sector energético –Khatib, 2003, p. 2-) obligan a la movilización de importantes recursos financieros. Elementos como la capacidad financiera, la disponibilidad de capital, el acceso a otras fuentes de energía alternativas, las políticas medioambientales y las de ahorro y mejora de la eficiencia energética condicionan el desarrollo de los proyectos energéticos para generación de electricidad.

Frente a estos condicionantes surge la planificación de la producción eléctrica como el conjunto de medidas¹⁴ que establecen el itinerario a seguir por el territorio en el medio-largo plazo para resolver su problema energético. La planificación reduce la incertidumbre sobre los activos necesarios en el futuro y favorece el asentamiento de las bases del incremento de la

¹² Es el sub-sector eléctrico el mayor dentro del sector energético (Khatib, 2003).

¹³ La industria eléctrica llega a consumir más de un tercio del total de combustibles consumidos por un país al año (Khatib, 2003).

¹⁴ Legislaciones emanadas de los gobiernos que componen las denominadas políticas energéticas. Estas políticas, en tanto que buscan el equilibrio entre los objetivos de los distintos agentes (sociales, económicos, políticos y medioambientales), facilitarán el desarrollo y crecimiento económico-social del territorio, y con ello la mejora de la calidad de vida de las personas y del medio ambiente.

seguridad de suministro energético, del acceso al menor coste posible –económico, social y medioambiental-, del empleo eficiente de los recursos y de la sostenibilidad medioambiental en un territorio.

Khatib (2003, p. 2) se refiere a la planificación como aquel proceso que permite a un territorio alcanzar el objetivo de *“identificar el mix de recursos que mejor cubre las necesidades futuras de los consumidores, la economía y la sociedad”*. Se pretende producir electricidad empleando de la mejor forma posible la capacidad instalada en el territorio, las tecnologías implantadas y los combustibles disponibles, considerando unos costes y unos condicionantes medioambientales establecidos.

La evaluación de carteras de activos de generación de electricidad se ha de enmarcar dentro de un problema de largo plazo, en el que se ha de gestionar un conjunto de activos con vida útil prolongada en el tiempo y caracterizada por las incertidumbres anteriormente señaladas (tecnológicas, económicas, regulatorias y medioambientales).

1.3. La evaluación económica de los proyectos de inversión en activos energéticos de generación de electricidad

1.3.1. Valoración financiera de activos energéticos de generación de electricidad

En el sector energético la selección de los proyectos de inversión en activos de generación de electricidad incorpora criterios económico-financieros. El análisis de la viabilidad económico-financiera de un proyecto se vehicula fundamentalmente a través de métodos basados en el descuento de flujos de caja libres¹⁵, entre los que estarían el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de rentabilidad (TIR) del proyecto (Khatib, 2003, p. 65). El VAN de un activo energético de generación de electricidad es la suma actualizada de los flujos de caja libres generados por la inversión en él, en la que habitualmente se emplea como tipo de descuento el coste medio de la financiación o coste de capital medio ponderado –CCMP-. Un proyecto es calificado como efectuable si el VAN arroja un valor positivo. El TIR expresaría el rendimiento que ofrece el proyecto calculado a partir de la equivalencia financiera entre las corrientes de cobros y pagos actualizados. De la comparación del valor del TIR con el coste de capital medio ponderado resulta la posible selección del proyecto por la asignación de la calificación de efectueabilidad si supera el primero al segundo.

¹⁵ Diferencias por período entre las corrientes de cobros y de pagos del activo energético. Se calculan a partir de sumar al beneficio después de impuestos las cuentas correctoras (amortizaciones y provisiones) y la variación de las necesidades operativas de fondos.

En todo caso la aplicación de los criterios financieros se fundamenta en la correcta definición y cálculo de los elementos que componen las corrientes de cobros y pagos, así como del tipo de descuento¹⁶ empleado y de la vida útil¹⁷ del activo analizado.

Así entre los elementos que conforman la corriente de pagos se deberían de tener en cuenta las diversas clases de costes (de inversión, de operación y mantenimiento –en adelante, O&M-, de combustible, etc.), los tipos impositivos generales y específicos sobre ciertas tecnologías - como las emisoras de dióxido de carbono (CO₂)- (Roques *et al.*, 2008). A ellos se deberían añadir según Khatib (2003, p. 71) los costes futuros en que podría incurrir el sistema por la incorporación definitiva del activo en la cartera de tecnologías. Se trataría de cuantificar la influencia que sobre el coste de la cartera (medioambiental, social, técnico y económico) tendría incorporar el nuevo activo (según sea de carga base, media o de pico), incluyendo además la posible ruptura de suministro que la nueva tecnología podría provocar. El problema es su difícil medición.

El precio de mercado de la electricidad, el valor de la energía complementaria, y los premios y las tarifas reguladas componen la corriente de cobros, según Muñoz *et al.* (2009). Khatib (2003, p. 81) señala la dificultad de cuantificar los beneficios en el análisis y que son los derivados de la incorporación de una nueva planta a la fiabilidad del sistema o al incremento del grado de seguridad energética, así como los efectos positivos que provocarían en la comunidad la mejora del acceso a la red eléctrica, o mejoras en la eficiencia que disminuyen las emisiones de gases de efecto invernadero (en adelante, GEI). La dificultad para la estimación de los cobros puede verse subsanada gracias a la relación directa de éstos con la electricidad producida y efectivamente vendida. Se estaría ante una doble perspectiva de cálculo. Una basada en la caracterización de los ingresos a través de la difícil cuantificación del valor actual de los cobros derivados de los ingresos en cada período, y otra basada en los kWh¹⁸ producidos como variable expresiva de los ingresos. Esta última alternativa centrada en la producción facilita la aplicación de los criterios financieros de análisis de inversiones, debido a que elude la incorporación tanto de tarifas como de la inflación (términos monetarios) y considera tan sólo los flujos de costes y la producción alcanzada.

Además, desde una perspectiva tecnológica, los activos de generación de electricidad pueden verse afectados por mejoras en eficiencia, derivadas de modificaciones en las corrientes de

¹⁶ Es de general aceptación que se aplique como tipo de descuento cualquier tipo de interés que se pueda identificar con los conceptos de coste de oportunidad del capital, productividad marginal del capital o tipo de rendimiento mínimo exigido a la inversión.

¹⁷ Como se comentó anteriormente en el punto 1.1. el amplio período temporal que implica la evaluación de activos de generación de electricidad condiciona la variabilidad del análisis referida a elementos tecnológicos, regulatorios, económicos y medioambientales.

¹⁸ Kilovatios por hora.

cobros y pagos: bien por reducción de costes, manteniendo los cobros, bien por incremento de los cobros, manteniendo la estructura de costes, o bien por producirse ambos efectos a la vez. Ello provoca que pueda incrementarse, si cabe, el riesgo de estimación de ambas corrientes.

El análisis basado en el descuento de flujos de caja tiene como uno de sus elementos más sensibles la acertada selección del tipo de descuento. El valor de éste, que, si se identifica con el coste de capital, expresaría la recompensa que los financiadores exigen por demorar o posponer la recuperación de su dinero, está determinado por tres factores: la inflación, el rendimiento real libre de riesgo y el nivel de riesgo asumido. Se trataría de encontrar aquel tipo de descuento nominal que iguale, al menos, a aquel valor que después de impuestos compense a los financiadores por la pérdida de poder de compra (por causa de la inflación), por el riesgo asumido de la inversión realizada para la puesta en funcionamiento del activo energético y por la posible presión fiscal (Khatib, 2003, p. 44).

El tratamiento del riesgo relacionado con la inversión en el activo está condicionado por el tipo de mercado en el que entraría a formar parte el propio activo tecnológico. En caso de tratarse de un mercado regulado, el inversor se vería inmunizado ante el riesgo, reduciéndose sustancialmente su exposición al mismo (Bazilian y Roques, 2008). En este tipo de mercados el inversor transfiere su riesgo de inversión a los consumidores-usuarios finales a través de las tarifas, permitiéndole mantener su retribución prefijada. Para ello se establecen precios regulados y revisiones tarifarias que hacen posible el pre-establecimiento del tipo de rendimiento a conseguir por los inversores. Según Khatib (2003, p. 171) la inversión en activos del sector eléctrico resulta menos arriesgada que la que se concreta en activos financieros. El autor realiza esta afirmación basándose en la naturaleza regulatoria del sector, el reducido número de competidores, la especial naturaleza del output producido y el continuo incremento de la demanda. El hecho de que el inversor incorpore a su evaluación del proyecto tan sólo una parte muy pequeña del riesgo total, puede conducir a invertir en activos intensivos en capital y con elevados costes, que acaban por ser soportados por los consumidores vía incremento de tarifas. En este caso la selección del activo incorporado a la cartera no estaría atendiendo a un criterio real de eficiencia.

Alternativamente, si se trata de un mercado liberalizado el inversor no puede repercutir de forma instantánea la variabilidad en los costes de producción de electricidad, lo que eleva los riesgos vinculados con la inversión en el activo de generación. De esta forma los procesos de desregulación y liberalización de los mercados, y los que implican privatizaciones e incremento de competencia, obligan a una correcta evaluación de los proyectos de inversión en activos de generación de electricidad, y su medición en términos de rentabilidad para el inversor (Roques *et al.*, 2008).

1.3.2. Proyectos energéticos de generación de electricidad y metodología de la alternativa menos costosa

En el campo de la planificación energética ha destacado el uso de la metodología de la alternativa menos costosa (*least-cost alternative*) como la de mayor utilización dentro del problema de selección de activos de generación en el sector energético y desde una perspectiva de criterio único (Awerbuch, 2004). Esta metodología se basa en la evaluación de cada alternativa tecnológica atendiendo a sus costes descontados o a sus *levelised costs of electricity* (en adelante, LCOE), que se calculan como cociente entre costes y producción en unidades físicas descontados. La alternativa elegida para el primer caso será aquella con menor valor actual de los costes.

Para el segundo caso la alternativa elegida será la que menor valor presente para el cociente entre costes y producción.

Los LCOE o costes medios de generación durante la vida útil responden al concepto de coste normalizado. Su cálculo puede expresarse a través de la siguiente igualdad:

$$\sum (Inv_t + O\&M_t + Comb_t)(1+r)^{-t} = \sum LCOE(Elect_t)(1+r)^{-t} \quad (Ex. 1.1)$$

Y despejando:

$$LCOE = \frac{\sum (Inv_t + O\&M_t + Comb_t)(1+r)^{-t}}{\sum (Elect_t)(1+r)^{-t}} \quad (Ex. 1.2)$$

Siendo Inv_t , la inversión en el año t ; $O\&M_t$ el coste de operación y mantenimiento del año t ; $Comb_t$, los costes de combustible en el año t ; $Elect_t$ la electricidad generada –kwh- en t ; r el tipo de descuento. Este método descuenta las series temporales de los diferentes costes y los pasa a valores reales en un año base concreto. Mediante los LCOE se pueden comparar diferentes instalaciones que generen un mismo producto, aunque sus tecnologías sean diferentes (Rodríguez *et al.*, 2003).

Bazilian y Roques (2008) destacan el amplio uso, hasta la liberalización del mercado, del planteamiento comentado basado en los costes medios de generación durante la vida útil. Sin embargo, una vez que se produce la liberalización del mercado, el inversor se ve expuesto a riesgos vinculados con su inversión. Debido a que el mercado no permite su traslación a los consumidores, el inversor se ve obligado a cubrirse ante él. Para ello es fundamental realizar una valoración adecuada del mismo que incluya, además de los costes, la totalidad de los riesgos.

Los mismos autores se refieren a la posibilidad de incluir el estudio de la incertidumbre o del riesgo en el proceso de decisión, según el tipo de información con la que se cuente. Así en caso

de disponer de algún tipo de información sobre los posibles acontecimientos y sus consecuencias se puede optar por generar varios escenarios así como realizar análisis de sensibilidad. No obstante, en caso de disponer de probabilidades vinculadas con los distintos elementos que componen el cálculo de cada tecnología se podría estudiar el riesgo. Es en este último caso en el que la aplicación de la teoría de carteras sería una de las metodologías contrastadas y de gran utilidad a la hora de valorar activos de generación (Awerbuch y Berger, 2003).

En contexto de mercados liberalizados el planteamiento de optimización basado en la teoría de carteras permite considerar los distintos riesgos vinculados con cada una de las diferentes alternativas tecnológicas y de la cartera en su conjunto. En el siguiente apartado se trata con mayor profundidad este planteamiento.

1.4. La teoría de carteras como solución financiera al problema de la planificación energética de activos de generación de electricidad

1.4.1. De la metodología de la alternativa del menor coste a la teoría de carteras

La producción de electricidad en un territorio se convierte en un problema complejo, que está condicionado por incertidumbres de tipo tecnológico, económico (macro y micro), regulatorio y medioambiental.

La planificación energética, entendida como un problema de selección de inversiones (Awerbuch, 2004), tiene entre sus potencialidades el diseño de la composición de la cartera de tecnologías de generación de electricidad –de producción o de capacidad instalada- objetivo u óptima¹⁹ a conseguir en el futuro. Hickey *et al.* (2010) confirman la importancia de su diseño como meta a largo plazo. Mediante la composición de esta cartera el territorio analizado lograría alcanzar de la mejor forma posible los objetivos de seguridad de suministro, sostenibilidad (económica, social y medioambiental) y competitividad (Sierra, 2011).

La revisión de la literatura referente al problema económico de la planificación energética de generación de electricidad ofrece como metodología de partida el planteamiento del mínimo coste de cada tecnología²⁰ referido anteriormente.

¹⁹ Hickey *et al.* (2010) vinculan esta cartera con el objetivo de obtener un elevado grado de diversidad-diversificación de la misma.

²⁰ Huang y Wu (2008) proponen un modelo que mejora el tradicional de mínimo coste a través de la incorporación de componentes típicos de la planificación energética (características de las unidades de producción, segmentos de carga, restricciones de capacidad y restricciones de producción).

A pesar de su amplia aplicación se trata de una metodología cuestionada. Awerbuch y Berger (2003) critican la ausencia en la misma de la evaluación coste-riesgo de las tecnologías, tanto a nivel individual como para el conjunto de la cartera. Señalan que el diseño de los planes energéticos europeos y norteamericanos destinados a la generación de electricidad no sería acertado, puesto que éstos solo tratan de encontrar la alternativa de menor coste individual, sin tener en cuenta el resto de activos de generación de la cartera y sus combinaciones. En la misma línea Awerbuch *et al.* (2008), Rodoulis (2010) y Allan *et al.* (2011) critican el planteamiento tradicional porque muestra preferencia por las tecnologías que emplean combustibles fósiles frente a las tecnologías renovables. La razón de esta preferencia se debería a que la elección se centra únicamente en el criterio del menor coste, eludiendo otros elementos de valoración como pudiera ser el riesgo. En caso de incorporar este segundo criterio las tecnologías renovables²¹ pasarían a ser seleccionables, por cuanto se caracterizan por presentar costes fijos, incorrelacionados con los precios de los combustibles fósiles, y por ello con un riesgo mucho menor que el de las tecnologías no renovables. White *et al.* (2007) se apoyan en los resultados económicamente ineficientes a que llevaría la aplicación de la metodología basada en la alternativa de menor coste individual para desecharla. Zhu y Fan (2010) recogen la propuesta de Awerbuch y Deehan (1995) relativa a la sustitución del planteamiento inicial por otro basado en la definición de la composición de una cartera de generación diversificada, que permita mitigar el denominado riesgo no sistemático propio de la teoría de carteras. La alternativa tecnológica deseada deja de ser la que presenta el menor coste individual.

La propuesta basada en la teoría de carteras se fundamenta en la evaluación del rendimiento (o coste) y riesgo de cada tecnología y de su conjunto (cartera). La base teórica está apoyada en el planteamiento del modelo de optimización de Markowitz (1952), que se verá con detalle en el capítulo 3. El planteamiento lo compone una función objetivo²² de minimización o maximización sujeta a una serie de restricciones. El modelo permite definir la frontera de carteras eficientes a partir de las diferentes combinaciones coste-riesgo o rendimiento-riesgo de las tecnologías consideradas. La frontera de carteras eficientes estaría formada por el subconjunto de carteras dominantes, aquellas que no pueden ver reducido su coste si no es asumido un mayor riesgo o aquellas que no pueden ver disminuido su riesgo si no incrementan su coste. El coste esperado de la cartera de generación de electricidad es función de los costes

²¹ De hecho en el planteamiento de Awerbuch las energías renovables (eólica, solar, mareomotriz, undimotriz, etc.) desempeñan la función del activo libre de riesgo en el modelo original de carteras de Markowitz (1952).

²² Ésta dependerá del tipo de variable considerada en el análisis y llamada a ser optimizada. En caso de tratarse de costes o riesgo la función de minimización con restricciones relativas al riesgo en el primer caso, o a los costes o rendimientos en el segundo.

esperados de las tecnologías y del porcentaje relativo a su participación en la cartera. El riesgo de la cartera viene definido por la variabilidad del coste de las tecnologías y de su posible correlación. Se abandona así el enfoque individual por tecnología, pasando a otro centrado en la “cartera de recursos alternativos” en su conjunto.

No obstante, la definición del problema de selección de activos energéticos a través del planteamiento original de Markowitz (1952) obliga a asumir algunas adaptaciones conceptuales. De hecho es la distinta naturaleza de los activos considerados en el análisis, activos reales de generación frente a los financieros, la que conduce a la necesaria asunción no estricta de las hipótesis de la teoría de carteras sobre la eficiencia de los mercados (Awerbuch, 2000 y Awerbuch y Berger, 2003). Por ello se asume la existencia de discontinuidades en los mercados de generación de electricidad, problemas de liquidez de los activos de generación, amplitud del tiempo de recuperación de la inversión, distintos grados de sustitución de las tecnologías y combustibles, dificultades relacionadas con la divisibilidad de las inversiones en el ámbito energético, funcionamiento ineficiente de los mercados de electricidad, etc. Allan *et al.* (2011) señalan además en su estudio la necesaria asunción (no real) de la divisibilidad infinita de los activos, la no incorporación de los costes del paso de una cartera ineficiente a otra eficiente²³ futura, ni los costes de recuperación ni de desmantelamiento para las tecnologías actuales.

En los primeros trabajos de aplicación de la teoría de carteras al problema de la selección de activos de generación de electricidad Awerbuch (2000) y Awerbuch y Berger (2003) optan por caracterizar la cartera en función de la rentabilidad de las tecnologías de producción de energía eléctrica, establecida como el inverso de su coste global de producción. Este planteamiento conduciría a la formulación del problema de forma primal (con el objetivo de maximización de la rentabilidad, sujeta a un nivel de riesgo dado) o dual (cuyo objetivo sería la minimización del riesgo, sujeta a un nivel de rendimiento establecido). Otros autores (White *et al.*, 2007; Awerbuch y Yang, 2007, Allan *et al.*, 2011; Jansen *et al.*, 2006), sin embargo, definen el problema directamente en función del coste, buscando su minimización, establecido cierto nivel de riesgo.

Con el cambio de metodología se pasa de una visión centrada únicamente en el inversor-promotor (alternativa de menor coste) a otra a medio-largo plazo que puede incluir no solo al inversor, al valorar costes y riesgos de las tecnologías, sino también a la sociedad, por la perspectiva de minimización de costes asumidos (Awerbuch y Berger, 2003; Jansen *et al.*, 2006; Roques *et al.*, 2008; Hickey *et al.*, 2010) y al regulador, debido a que el mix buscado es

²³ Los costes de desmantelamiento de cada tecnología deberían de incluir además de los propios costes por tecnología los relativos al cambio de una cartera a otra.

más eficiente y está basado en la diversificación del riesgo a través del análisis individual y en conjunto de la cartera de generación de electricidad (Awerbuch *et al.*, 2006; Zhu y Fan, 2010).

Son numerosos los autores que señalan los aspectos positivos que ofrece el planteamiento basado en la teoría de carteras. Una relación no exhaustiva de éstos podría ser:

- Awerbuch (2004) destaca que como metodología la teoría de carteras presenta mayor capacidad de evaluación que la del análisis de sensibilidad relativo al riesgo dentro de los modelos de planificación sobre generación de electricidad. La teoría de carteras superaría el tratamiento del riesgo propio del análisis de sensibilidad gracias a la incorporación de las interrelaciones de los costes a través de la matriz de varianzas-covarianzas.
- Sauter y Awerbuch (2003) mediante un planteamiento de carteras tratan de explicar el comportamiento del precio del petróleo y del gas natural. Concluyen que sería posible reducir el impacto que causa la variabilidad de los precios de los combustibles fósiles sobre las economías nacionales mediante el incremento de la participación de tecnologías basadas en combustibles no fósiles en la cartera.
- Awerbuch *et al.* (2008) confirman la utilidad que tiene para el regulador la teoría de carteras, ya que permite legislar con el objetivo de formar una cartera eficiente de generación de electricidad bajo un cierto nivel de seguridad energética (Zhu y Fan, 2010).
- En Awerbuch (2000), Awerbuch y Berger (2003), Awerbuch (2004), Awerbuch y Yang (2007), Zhu y Fan (2010), Bhattacharya y Kojima (2012), Allan *et al.* (2011), etc., se recoge el efecto positivo que tiene la aplicación de la teoría de carteras sobre las tecnologías renovables. El modelo potencia la participación de las renovables (desechadas en el planteamiento anterior por sus elevados costes) gracias al impacto positivo que tiene sobre el riesgo de la cartera la consideración de estas tecnologías de costes fijos y no correlacionados con el precio de los combustibles fósiles.
- McLoughlin y Bazilian (2006) y Bazilian y Roques (2008) señalan la importancia que tiene el proceso de liberalización del mercado eléctrico en relación con la existencia y gestión del riesgo. Los mercados energético y financiero presentan un mayor grado de semejanza gracias a la consideración del riesgo como elemento definitorio de la gestión de los activos.
- McLoughlin y Bazilian (2006) subrayan además la idoneidad y consistencia del planteamiento de carteras al referirse a la posibilidad de incorporar diversos elementos característicos propios del sector eléctrico: el riesgo relativo a las

tecnologías de generación de electricidad, los beneficios sociales asociados al efecto cartera de mitigación del riesgo²⁴ y aquellos asociados con los riesgos de volumen propios de los factores del lado de la demanda (variabilidades resultado de las intermitencias de las fuentes renovables).

1.4.2. Teoría de carteras y gestión del riesgo

El planteamiento inicial de teoría de carteras analiza los activos financieros, caracterizados por la facilidad de intercambio bajo el prisma de rentabilidad y riesgo, con especial relevancia para este último de las correlaciones entre las rentabilidades de los activos. La aplicación de esta teoría a activos reales destinados a la producción de electricidad debería considerar, además de las adaptaciones conceptuales señaladas anteriormente, otros elementos propios como los riesgos de tipo operacional (fiabilidad del sistema, acceso, etc.) o la dificultad de abandono de la inversión (a largo plazo y con elevados costes de abandono).

En el ámbito de la inversión financiera, la teoría de carteras considera el comportamiento histórico de las variables un indicador útil de la volatilidad futura. El riesgo viene determinado por la variabilidad de los valores esperados de los parámetros considerados para definir cada tecnología y se expresa a través de la desviación típica de los rendimientos o costes periódicos pasados (McLoughlin y Bazilian, 2006; Jansen *et al.*, 2006). La inclusión en el planteamiento de la relación entre los diferentes parámetros de las alternativas a través de la matriz de covarianzas produce una mejora en la estimación del modelo e incrementa por ello la robustez de las soluciones en relación al caso de combinación arbitraria de tecnologías alternativas (Awerbuch, 2004).

El riesgo total puede descomponerse a su vez en dos tipos:

- Sistemático, generado por los movimientos que se producen en el mercado en que se negocian los activos que forman la cartera y que afectan a los mismos.
- No sistemático, recoge fluctuaciones ajenas al sistema y relacionadas específicamente con cada uno de los activos que forman la cartera.

Ambos riesgos pueden ser reducidos a partir de la diversificación de la cartera. El riesgo no sistemático puede llegar a ser eliminado, mientras que la reducción en caso del sistemático es mucho menor.

²⁴ Por cuanto ayuda a “equilibrar” la cartera mediante la inclusión de otras tecnologías posiblemente menos interesantes desde el prisma de maximización del beneficio. Así desde una óptica única de máxima rentabilidad la cartera estaría formada por aquellas tecnologías que mayor margen de beneficio aportarían al inversor. Sin embargo al incorporar en el análisis el condicionamiento del riesgo la cartera podría acabar incluyendo otras tecnologías inicialmente no seleccionadas bajo el criterio de maximización del beneficio, pero que permiten reducir el riesgo asumido en la cartera.

El efecto diversificación se produce a partir de la incorporación a la cartera de activos cuyos rendimientos no están correlacionados²⁵, presentan un menor grado de correlación o de signo contrario²⁶, o tienen diferente grado de correlación con el índice de mercado. Además del tipo de relación entre los diferentes activos que forman la cartera, el número de éstos influiría en el efecto diversificación conseguido. En principio cuanto más elevado sea el número de activos diferenciados incorporados a la cartera, más posibilidades habrá de conseguir un mayor grado de diversificación.

1.4.2.1. Tipología de riesgos

La aplicación del modelo de carteras a activos de generación de electricidad permite la gestión del riesgo. Autores como White *et al.* (2007) y McLoughlin y Bazilian (2006) remarcan la necesidad de que se incluya en la planificación energética de los recursos a largo plazo el riesgo total de la cartera.

Bazilian y Roques (2008) y Bhattacharya y Kojima (2012), coincidiendo con la clasificación de la IEA, identifican los diferentes riesgos relacionados con la inversión en activos de generación de electricidad. A continuación se presenta una posible clasificación de los mismos diferenciando entre sistemáticos y específicos:

- Sistemáticos:
 - ✓ Riesgo derivado de factores de crecimiento económicos (demanda futura de electricidad, disponibilidad de capital, etc.).
 - ✓ Riesgo de regulación-políticos (condiciones financieras, políticas de control, políticas medioambientales –reducción de emisiones de gases contaminantes-, inseguridades geopolíticas relacionadas con territorios desde los que se importan combustibles, diseño del mercado de la electricidad: eliminación de monopolios y desarrollo de procesos de competencia).
 - ✓ Riesgo derivado del funcionamiento del mercado de la electricidad (estructura de la demanda de electricidad, ratio de sustitución de otros combustibles por electricidad, precios de combustibles –variabilidad-, volumen, etc.).
 - ✓ Riesgo tecnológico vinculado con los sistemas de apoyo al desarrollo de ciertas tecnologías (renovables). En el caso europeo se distinguen dos sistemas: el de apoyo a la investigación básica (*learning by research*) y el de apoyo al despliegue rápido (*learning by doing*) (Labandeira, 2012).
- No sistemáticos o específicos:

²⁵ Su coeficiente de correlación es nulo.

²⁶ Cuanto más se aproxime al valor -1. Se estaría en el caso de comportamientos opuestos e intensamente relacionados.

- ✓ Riesgos relacionados con el tamaño de la cartera y diversidad de tecnologías presentes en la misma: control de costes y sobrecostes de generación.
- ✓ Riesgos relacionados con las tecnologías: control de plazos de la vida útil de la cartera y política acertada de inversiones en la misma.
- ✓ Riesgos relacionados con el sistema: fiabilidad del tipo de planta de generación dentro del sistema.

Huang y Wu (2008) apuestan por una clasificación más reducida del riesgo, compuesta por tres elementos: la volatilidad de los precios de los combustibles, la incertidumbre del cambio tecnológico y la reducción de los costes de capital. Estas propuestas superan a la inicial de Awerbuch y Berger (2003) basada únicamente en la variabilidad de los costes de las tecnologías (inversión, combustible y O&M).

Parecería oportuno, pues, ampliar el concepto del riesgo, y añadir a la condición de variabilidad (de los costes de los combustibles fósiles²⁷, de los precios de emisión de gases contaminantes, de la producción de fuentes renovables²⁸ o del precio de la electricidad establecida en el mercado²⁹, entre otros) aquella derivada de condicionantes estructurales, como la excesiva dependencia de combustibles no autóctonos, la existencia de un marco regulatorio más o menos favorable al fomento de ciertas tecnologías, la evolución de las tecnologías con bajas emisiones de gases contaminantes, etc.

1.4.2.2. Diversificación del riesgo y tecnologías renovables

Awerbuch y Berger (2003) y Awerbuch y Yang (2007) proponen la diversificación del riesgo no sistemático de la cartera como medio para evitar o minimizar las consecuencias negativas del riesgo dentro del contexto de eficiencia.

Se pretende minorar el impacto de las fluctuaciones provocadas y con ello optimizar el resultado de la cartera de generación, por cuanto una cartera diversificada llevará a soluciones más robustas y a un mayor nivel de seguridad de suministro.

Un ejemplo de diversificación de la cartera podría ser la inclusión de tecnologías renovables en la misma. Ello permitiría reducir el riesgo global de la cartera sin incrementar por ello sus

²⁷ Bhattacharya y Kojima (2012) profundizan en la idea de que es el impacto de la propia variabilidad de los precios (y no su valor cuantitativo elevado o reducido) la que condiciona el riesgo de la cartera. Los autores proponen el incremento de la participación de las renovables para contrarrestar este riesgo y disminuirlo, debido a la incorrelación de los costes de combustible de las renovables (nulos) con las tecnologías que emplean combustibles fósiles.

²⁸ Provocada por agentes atmosféricos (hidraulicidad, eolicidad...).

²⁹ La incorporación del riesgo del coste final de la electricidad en el modelo permite considerar los tres principales objetivos de política energética: precios competitivos de la energía, seguridad de suministro y mitigación de los impactos medioambientales adversos. Sin embargo la modelización del problema, como abstracción de la realidad, permite tan sólo evaluar las carteras en un entorno de incertidumbre, no calcular sus futuros valores ciertos. Adicionalmente al aplicarse sobre un entorno liberalizado, complejo y con multitud de elementos, el modelo no llega a incluir a la totalidad de las variables que definen a los agentes del propio mercado (McLoughlin y Bazilian, 2006).

costes, aunque se trate de tecnologías con mayores costes de generación que las que emplean combustibles fósiles. Este efecto se consigue gracias a la consideración de las renovables como tecnologías de costes fijos³⁰, con desviación típica nula y correlación nula con el comportamiento del combustible fósil³¹ (Awerbuch y Berger, 2003). Adicionalmente con la inclusión de las mismas en la cartera sería posible la disminución del riesgo no sistemático a través de una correcta diversificación.

Sin embargo no todos los autores coinciden en esta caracterización de las renovables. Entre los detractores del planteamiento de las renovables como carentes de riesgo están White *et al.* (2007). Los autores afirman que las renovables no pueden ser consideradas tecnologías sin riesgo. Se basan en la existencia de riesgos de mercado y de no mercado no contemplados que afectan al valor de las renovables. Arnesano *et al.* (2012) proponen la consideración del riesgo de estas tecnologías a partir de la variabilidad de la disponibilidad del combustible renovable empleado de carácter no controlable (corrientes de aire, hidráulica, radiación solar, etc.) medido a partir del factor de capacidad como elemento que caracteriza el riesgo intrínseco de las tecnologías renovables.

Adicionalmente, un exceso de participación de renovables en la cartera implicaría una elevación del riesgo de la misma, relacionado con la fiabilidad del sistema y, quizás, con la reducción del nivel de diversificación provocada.

La inclusión de renovables en la cartera reportaría múltiples efectos positivos sobre la cartera (Awerbuch y Berger, 2003; Bolinger, 2001; Zhu y Fan, 2010). Se incrementaría el grado de diversificación potencial y permitiría distribuir los riesgos entre un mayor número de alternativas. La dependencia de las tecnologías y recursos se diluiría entre orígenes distintos. Por todo ello en la medida en que la cartera incluya tecnologías sustitutivas (coef. correlación negativos entre los costes), complementarias a las fósiles (Marrero y Ramos, 2010) y/o libres de riesgo (incorrelación), el riesgo de la cartera será menor (Chuang y Ma, 2013). De esta forma lograr una cartera diversificada, con participación de energías renovables, permitiría reducir los riesgos, incrementar la seguridad energética y favorecer el desarrollo económico del territorio.

Además de la técnica de optimización en la que se fundamenta la metodología de la teoría de carteras, existe otra técnica muy empleada en mercados de electricidad relativa al control del riesgo por parte de inversores privados, la técnica de cobertura (Gökgöz y Atmaca, 2011; Liu y

³⁰ Awerbuch (2000) señala el carácter pasivo de las tecnologías de generación renovable lo que implica costes de generación anuales prácticamente fijos e invariables (sin riesgo), por lo que cualquier fluctuación en este tipo de costes carece de correlación con cambios (variabilidad) en los precios de otros combustibles. La definición de las renovables como tecnologías de costes fijos lleva a considerarlas carentes de riesgo sistemático (la beta del activo renovable es nula).

³¹ A excepción de la biomasa, con riesgos relativos al coste del combustible (White *et al.*, 2007).

Wu, 2007). La cobertura del riesgo del precio en el mercado *spot* se instrumentaliza a través de la adquisición de derivados³² (forward, futuros, opciones, etc.) para compensar las posibles pérdidas que se puedan dar. Los contratos *forward* permiten al inversor cubrirse del riesgo relacionado con la no disposición y/o con un precio elevado, mediante el establecimiento de los mismos con antelación al momento de disposición. Los contratos de futuros son similares a los *forward*, pero sin obligación física de entregar el producto comercializado. Las opciones otorgan el derecho, pero no la obligación, de compra-vender el producto en un plazo determinado a un precio especificado. Alternativamente la optimización de carteras trata de encontrar aquella asignación de activos energéticos que permita maximizar los beneficios y minimizar los riesgos a través de la diversificación. En la optimización se combinan los dos planteamientos posibles a aplicar: los basados en la entrega física del producto –contratos de mercado, funcionamiento del mercado *spot*, etc.-; y los que contemplan la comercialización financiera –*forwards*, futuros, opciones, etc.-.

1.4.3. Críticas y planteamientos alternativos

En la literatura se encuentran varios detractores de la aplicación del planteamiento de carteras.

Hanser y Graves (2007) critican la aplicación de la teoría de carteras a la inversión en activos energéticos de generación de electricidad basándose en la diferente naturaleza de los activos (financieros y energéticos). Además critican la no inclusión de la totalidad de los elementos propios de los activos reales analizados (seguridad de suministro, fiabilidad del sistema ante picos de demanda...), que van más allá de las correlaciones entre activos. Entienden que la perspectiva financiera de la teoría de carteras es incapaz a la hora de considerar otras valoraciones no monetarias relacionadas con activos de generación de electricidad (preferencias del consumidor-usuario o el tipo de tecnología empleada –contaminante o no contaminante-). Sin embargo, esta carencia podría ser subsanada mediante la consideración de restricciones o funciones objetivo en el modelo en relación con los diferentes elementos comentados.

Hickey *et al.* (2010) se une a Kruyt *et al.* (2009) para recoger la crítica de Stirling (1994; 1998) al planteamiento de carteras. Según Stirling (1994; 1998) en un entorno de ignorancia, que afecta a la diversificación y a la seguridad de suministro, basarse únicamente en datos históricos para plantear el modelo de carteras puede conducir a resultados erróneos. La teoría

³² La adquisición de futuros como técnica de cobertura en el mercado eléctrico permite disminuir la desviación típica o riesgo de la cartera. Safarzynska y Van den Bergh (2011) reiteran la idea de que la existencia de un mercado de futuros permite mantener los beneficios de la planta y reducir la volatilidad de los precios *spot*. Con ello se logra que tanto la producción como el uso de los inputs se vean menos afectados por cambios en los precios de los combustibles.

de carteras, técnica probabilística, se basa en la capacidad explicativa del modelo numérico sobre los acontecimientos futuros. Sin embargo Stirling define el problema energético a partir de dos elementos: la ignorancia³³ y la incertidumbre (ambas expresivas de una situación de imposibilidad de asignación de probabilidades así como establecer ingresos futuros). Es por ello que la teoría de carteras sólo es aceptada por Stirling en aquel contexto de mitigación del riesgo (con probabilidades y rendimientos definidos y conocidos) y en el que se emplearía toda la información disponible para identificar la cartera óptima. No obstante en el caso de análisis de inversiones energéticas en el que el contexto energético está caracterizado por la ignorancia, el método de teoría de carteras podría conducir a que las proyecciones resultantes del modelo no sean seguras, según Stirling.

La propuesta de Stirling (1994) es criticada a su vez por Lucas *et al.* (1995), afirmando que ésta ignora los diferentes riesgos asociados a cada tecnología y las correlaciones entre los costes de las tecnologías, concepto básico a la hora de entender la reducción del riesgo en el planteamiento de la teoría de carteras. Lucas *et al.* (1995) presentan como alternativa unas aproximaciones probabilísticas más robustas.

Hickey *et al.* (2010) proponen la evaluación de la diversidad o diversificación de la cartera de oferta de electricidad. Para ello sugieren emplear, además de un planteamiento basado en teoría de carteras, otro basado en índices de diversificación, o un planteamiento basado en opciones reales. Los autores buscan definir aquella combinación diversificada de tecnologías más deseada por la sociedad mediante la minimización de los costes considerando las siguientes restricciones:

- El impacto medioambiental, expresado a través de las externalidades en las que incurre la combinación de tecnologías al generar la electricidad.
- La aceptabilidad social, relativa al grado de cumplimiento de objetivos desde una perspectiva social. Recoge la deseabilidad³⁴ de la sociedad a producir electricidad a partir de una determinada composición de la cartera.
- La capacidad de generación existente, que condiciona las nuevas inversiones en capacidad.

³³ La ignorancia haría referencia a la situación de desconocimiento de los posibles beneficios, siendo las probabilidades los únicos elementos a asignar. Desde el punto de vista de Stirling (1994; 1998) tanto la duda como la ignorancia serían los dos elementos más relevantes de la incertidumbre en lo relativo a la seguridad energética en el sector eléctrico. En el caso de poder cuantificar la probabilidad de que sucedan ciertas amenazas en relación con la energía (ataques a la red de suministro, accidentes tecnológicos en relación con la gestión de la energía – nucleares, petroleros...-, fallos del sistema...) se podrían gestionar mejor las posibles rupturas en el suministro, pasando así de la ignorancia a la certeza de la realidad.

³⁴ La tecnología nuclear suele tener problemas de aceptación.

- La fiabilidad, que existe si se dan las mínimas interrupciones entre oferta-demanda (sobre todo en períodos con picos de demanda) a la hora de cubrir la demanda.
- La seguridad de suministro, obtenida a partir de la combinación de tecnologías/combustibles que convierta en mínimo el impacto de una ruptura del suministro de una de ellas.
- La flexibilidad, entendida como la capacidad de adaptación ante una situación negativa (cambio en las características de la carga, restricciones de la transmisión, precios de combustibles y capacidad de oferta de combustibles, etc.).

Mientras que la definición teórica no encuentra problema alguno, el obstáculo aparece en el caso de la medición de las restricciones apuntadas.

La regulación englobaría las restricciones relacionadas con el problema medioambiental y con la aceptabilidad social. La capacidad sería fácilmente cuantificable (MW³⁵ instalados). Para el caso de la fiabilidad, seguridad y flexibilidad de la cartera de oferta de electricidad los autores establecen tres posibles metodologías: teoría de carteras, teoría de opciones reales y medidas de diversidad (índices Shannon-Wiener y Herfindahl-Hirschman).

Hickey *et al.* (2010) defienden la aplicación de la teoría de carteras por su capacidad para mitigar el riesgo de la cartera, lo que redundaría en una mayor fiabilidad, minimizando la posibilidad de ruptura de suministro. Definen el caso de una cartera con elevada incorrelación entre sus activos. Se trataría de una cartera flexible y segura, por cuanto unas tecnologías de producción se verían cubiertas por otras en el caso de posible corte de suministro o fallo de alguna de ellas.

La teoría de opciones reales es contemplada como una herramienta financiera que complementa la evaluación del problema de la inversión en activos energéticos de generación de electricidad a partir del análisis basado en flujos de caja descontados (que puede llevar a infravalorar e incluso desechar proyectos interesantes si no se incluye la flexibilidad como elemento de análisis). Hickey *et al.* (2010) se refieren al trabajo entre otros de Costello (2005) y de Gitelman (2002) en los que se presenta esta metodología como intuitiva y versátil, complementaria del análisis del valor esperado y que aporta flexibilidad al caso de inversiones en infraestructuras intensivas en capital. Roques *et al.* (2008) sin embargo reducen la potencialidad de esta metodología, asegurando que la flexibilidad que aporta es menor (relativa a un activo) que aquella que proviene de la aplicación de la teoría de carteras (conjunto de activos) y de un planteamiento de carteras óptimas. Roques *et al.* (2008) reducen la idoneidad de la aplicación de esta teoría a problemas de valoración de activos reales, debido

³⁵ Megavatios.

a que no asegura la inclusión de la totalidad de las restricciones incorporadas en el planteamiento de carteras.

La aplicación de medidas de diversidad la vehiculan a través de dos índices de diversificación: Shannon-Wiener (S-W) y Herfindahl-Hirschman (HH). La expresión del Índice Shannon-Wiener sería:

$$SW = -\sum_t p_t (\ln p_t) \quad (\text{Ex. 1.3})$$

Incluye como variable a p_t , que representa la participación en porcentaje de la tecnología t en la cartera analizada. El valor de p_t se mueve entre el valor "0", caso en el que no hay diversificación (para una única tecnología considerada), y el valor "2", caso en el que existen más de siete tecnologías (Grubb et al., 2006). El Índice Herfindahl-Hirschman es calculado a partir de la expresión:

$$HH = \sum_t p_t^2 \quad (\text{Ex. 1.4})$$

En ella el p_t representa la comentada participación de la tecnología t en la cartera analizada. En este caso permitiría estudiar el grado de competencia o de concentración de la cartera entre los elementos que la forman (tecnologías). Coincide con el índice Simpson en ecología (Bazilian y Roques, 2008). En caso de que tome el valor de 1.000 sería indicativo de una situación de diversificación y baja concentración. De forma contraria un valor próximo a 1.800 sería indicativo de una elevada concentración.

Además se observa que la teoría de carteras presenta cierta limitación a la hora de valorar el impacto que produce en la cartera la inclusión de tecnologías renovables. Así aunque estas tecnologías son caracterizadas dentro del planteamiento de carteras a través de su coste-riesgo económico, existen otros atributos relevantes que deberían ser incorporados. Entre ellos estarían la contribución al respeto medioambiental y la mejora en independencia energética del territorio. La difícil modelización en *cash-flows* de la dimensión ambiental y de seguridad energética excluye ambos atributos del planteamiento de carteras (Dincer, 2000; Menegaki, 2008). Sin embargo sería posible incluir el valor de las renovables en un modelo de carteras a través de la consideración de los costes de externalidad³⁶ en la estructura de costes de las tecnologías y de la definición de restricciones relacionadas con la emisión de gases contaminantes. Entre los costes de externalidad se podrían destacar los de emisión, radioactividad, uso de la tierra y riesgo de accidente en planta tecnológica. De esta forma el atractivo de las tecnologías renovables se vería potenciado: reduciendo la diferencia en coste

³⁶ Se conseguiría así la reducción de la distancia en costes entre las tecnologías no renovables y las basadas en energías renovables (Scot, 2011).

de las tecnologías renovables con las no renovables e incrementando su valoración como alternativas no emisoras.

Existen, sin embargo, una serie de riesgos propios de las tecnologías renovables que son difíciles de incorporar al estudio del diseño de la cartera. Se trataría de los derivados de la falta de predictibilidad de los flujos naturales (Hernández-Escobedo *et al.*, 2010) y relacionados con los patrones del tiempo atmosférico en el corto plazo, y aquellos vinculados con el patrón climático en el largo plazo. Así mismo deberían de considerarse también aquellos riesgos derivados de la dependencia tecnológica de los factores de producción de tecnologías renovables -aspecto en el que la Unión Europea presentaría niveles bajos (Johanson, 2013). Entre las alternativas para reducir el riesgo de intermitencia de estas tecnologías se encontrarían la instalación de reservas de capacidad, el incremento de la red de distribución-descentralización, el aumento de líneas de transmisión o el desarrollo de unidades de almacenamiento de capacidad (baterías o bombeo) (Johanson, 2013). Cualquiera de ellas implicaría mayores costes para la cartera, como los costes de integración relacionados con el equilibrio del sistema y los costes de mantenimiento de la fiabilidad del sistema o costes *back-up* (Escribano *et al.*, 2013; Roques *et al.*, 2010).

1.5. Resumen y conclusiones

Las características propias de la electricidad (no almacenabilidad, fungibilidad, versatilidad, facilidad de distribución y control, amplitud de la vida útil de los activos de generación...) la convierten en un bien gestionable especialmente sensible a posibles rupturas entre la oferta y la demanda.

El proceso de generación de electricidad está condicionado directamente por los mercados de combustibles primarios, la disponibilidad tecnológica y las políticas medioambientales (y el resto del marco regulatorio) implantadas en el territorio analizado. Por ello la definición del mapa actual y potencial de tecnologías de generación cobra especial relevancia a la hora de su evaluación económica.

El mercado de la electricidad es definido como de competencia imperfecta, potencialmente oligopolista (por lo reducido del grupo de operadores) y con tendencia a la colusión, dado que la generación de ingresos no se produce por una vía competitiva, sino a través del poder de mercado. Por consiguiente el carácter no competitivo de algunas de sus decisiones condiciona el comportamiento del mercado. Entre los instrumentos que conforman este mercado, y que se pueden ver afectados por comportamientos anómalos, se encuentra la definición del mix de producción de electricidad actual y futura.

El proceso de toma de decisiones, vinculado con la definición del mix de tecnologías de generación eléctrica, se enmarca dentro de la planificación integrada de los recursos energéticos para la generación de electricidad. La planificación energética, entendida como un problema de selección de inversiones, debería permitir el diseño de aquel mix de generación de electricidad que mejor concilie seguridad de suministro, sostenibilidad (económica, social y medioambiental) y competitividad. Se persigue la identificación del conjunto de tecnologías que satisfaga de la mejor forma las necesidades actuales y futuras de los consumidores, de la economía y de la sociedad. Con ello se estaría produciendo electricidad de modo eficiente mediante la optimización de la capacidad instalada en el territorio, las tecnologías implantadas y los combustibles disponibles, dentro de un contexto medioambiental establecido y con el objetivo de minimizar los costes para los consumidores. El horizonte objeto de análisis es de medio-largo plazo debido a la amplia vida útil de los activos de generación. El grado de incertidumbre es elevado y afecta a las diversas variables del problema de selección: tecnológicas, económicas, regulatorias y medioambientales.

El planteamiento de optimización que se propone, basado en la teoría de carteras, surge como metodología válida y contrastada para evaluar carteras de activos y de producción de electricidad. Esta metodología financiera supera a la denominada de mínimo coste individual de las tecnologías, empleada ampliamente con anterioridad en el campo energético. La razón es la mayor capacidad y riqueza conceptual del planteamiento de teoría de carteras, debido a la consideración simultánea del coste y del riesgo. La doble perspectiva del análisis (minimización del coste, sujeto a un riesgo establecido, o de minimización del riesgo sujeto a un coste dado) confiere al mismo una mayor potencialidad. El cambio de planteamiento permite abandonar una perspectiva centrada únicamente en el inversor-promotor (alternativa de menor coste), y adoptar otra que incluye al inversor, a la sociedad y al regulador mediante la evaluación conjunta del coste y riesgo, y la optimización planteada.

La inclusión del riesgo, entendido como la variabilidad de los valores esperados de los parámetros considerados para definir cada tecnología (costes, ingresos, producción...), condicionada además por la relación dos a dos entre los mismos a través de la matriz de covarianzas, enriquece la perspectiva del análisis. Algunas de las tecnologías rechazadas por su elevado coste en la metodología del mínimo coste individual de las tecnologías (vg. renovables), son incorporadas al mix de producción en el planteamiento basado en la teoría de carteras. La consideración de la variabilidad de los costes, junto con las posibles relaciones entre los componentes del coste de las tecnologías, conduce a que tecnologías con costes elevados (intensivas en capital) como las renovables entren a formar parte de la cartera. Su inclusión en la misma se debe al efecto positivo que tiene sobre el riesgo de la cartera la

ausencia de correlación entre los costes de combustibles fósiles y los costes de las renovables, debido a que los costes de combustible para las renovables son inexistentes.

La aplicación de la metodología de carteras, inicialmente diseñada para activos financieros, a activos reales de generación de electricidad exige la asunción no estricta de las hipótesis de la teoría de carteras sobre la eficiencia de los mercados: existencia de discontinuidades y funcionamiento ineficiente en los mercados de generación de electricidad, problemas de liquidez en los activos de generación, recuperación de la inversión en amplios períodos de tiempo, distintos grados de sustitución entre tecnologías -y combustibles-, dificultades relacionadas con la divisibilidad de las inversiones y activos en el ámbito energético, existencia de costes derivados de la modificación de la cartera de generación de electricidad por su paso de una cartera ineficiente a otra eficiente futura y existencia de costes de recuperación ni de desmantelamiento para las tecnologías actuales, etc.

Asimismo, el propio planteamiento de carteras permite la incorporación de elementos característicos en el análisis energético: el riesgo relativo a las tecnologías de generación de electricidad, los beneficios asociados al efecto cartera de mitigación del riesgo (relacionado con las incorrelaciones o correlaciones negativas entre los distintos riesgos de costes de las tecnologías) y aquellos asociados con los riesgos de intermitencia propios de las fuentes renovables.

2. ESCENARIOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD 2020-2030 EN LA UNIÓN EUROPEA: EL RETO MEDIOAMBIENTAL³⁷

2.1. Introducción

El grado de disponibilidad de las fuentes energéticas por parte de un Estado o región condiciona la forma en que éste produce electricidad. Todo territorio busca acceder a los recursos energéticos de forma segura, permanente y a un coste razonable, así como incrementar su eficiencia energética, indicativo de una menor contaminación (Omer, 2008; Dincer, 2000; Scot, 2011). La composición de la cartera de generación de electricidad subordina el nivel de dependencia exterior de los recursos energéticos. El diseño de carteras eficientes³⁸ de activos de generación de electricidad se enmarca dentro de la política energética y climática con perspectiva de largo plazo (Dincer, 2000).

Los territorios que necesitan combustibles fósiles se ven afectados negativamente por la transferencia de rentas nacionales derivadas de la importación de estos recursos energéticos. Sus precios suelen ser elevados y estar sujetos a una elevada volatilidad, provocada en parte por su carácter limitado³⁹. Además las tecnologías que emplean estos combustibles emiten gases y partículas en suspensión contaminantes. El calentamiento global de la superficie terrestre, la elevación del nivel de los mares (Omer, 2008; Panwar *et al.*, 2011; Hernández-Escobedo *et al.*, 2010), la polución del aire, la lluvia ácida, el agotamiento de ozono o la emisión de sustancias radioactivas (Panwar *et al.*, 2011) son algunos de los efectos negativos derivados de la concentración en la atmósfera de estos gases y partículas, que generan innumerables impactos negativos sobre la vida humana y el medio ambiente. De hecho, Scot (2011) señala al cambio climático como responsable de unas pérdidas en la economía global de entre el 4% y el 20% del PIB mundial.

Por todo ello aquel territorio que quiera reducir su nivel de dependencia energética de los recursos importados debería actuar sobre el nivel de diversificación de su cartera a través de la disminución paulatina de la participación de las tecnologías basadas en combustibles fósiles. Se trataría de ir sustituyendo parte de las tecnologías no renovables por aquellas de fuentes

³⁷ Parte de lo que aparece en este capítulo, más concretamente el apartado 2.2, ya ha sido publicado en la revista académica *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (De Llano *et al.*, 2015), artículo en el que se revisa el marco de la política europea de promoción de energías renovables en relación con la eficiencia de los límites de participación de estas tecnologías en 2020 y 2030 bajo el prisma del modelo Medioambiental, cuya definición se encuentra en el apartado 5.5.3 de esta tesis y los resultados en el capítulo 6.

³⁸ Las carteras eficientes pueden hacer referencia bien a la electricidad producida o a la capacidad instalada en relación con las tecnologías empleadas. Es posible pasar de una a otra a través del factor de capacidad. En esta tesis el modelo se basa en carteras de producción de electricidad.

³⁹ Si bien el carbón, en principio, no estaría sujeto a tanta volatilidad como la que están expuestos el gas natural y el petróleo y sus derivados (IEA, 2011, 2012).

renovables. Buscar el diseño eficiente de la cartera facilitaría su diversificación y permitiría alcanzar la participación objetivo de las renovables en el largo plazo. En algunos estudios se incluye también el objetivo de lograr una localización óptima de las plantas renovables para maximizar la eficiencia (Escribano *et al.*, 2013; Chalvatzis y Hooper, 2009; Neuhoff, 2005), no siendo el caso del estudio que se propone en esta tesis.

La razón de la sustitución de tecnologías que emplean combustibles fósiles por renovables se encuentra en los múltiples efectos positivos que ello conlleva:

- El carácter doméstico o autóctono de las renovables permite reducir la dependencia energética (Dincer, 2000; Panwar *et al.*, 2011; Escribano *et al.*, 2013; Johanson, 2013), y con ella aumentar la seguridad energética gracias a la minoración del riesgo de ruptura de suministro por causas geopolíticas (Escribano *et al.*, 2013; Chuang y Ma, 2013).
- Las fuentes renovables tienen disponibilidad ilimitada, por estar basadas en flujos y no en stocks escasos como los combustibles fósiles (Johanson, 2013).
- Se trata de tecnologías limpias, por generar escasos residuos y tener un impacto medioambiental mínimo. No sólo reducen las emisiones de CO₂ de la cartera, sino que también contribuyen a minorar la emisión de otros gases contaminantes como partículas, sulfuro, óxido de nitrógeno y VOCs⁴⁰ (Johanson, 2013). De esta forma favorecen la protección medioambiental a través de la consecución de los objetivos de Kyoto.
- Potencian la sostenibilidad por responder a las necesidades socioeconómicas y medioambientales presentes y futuras del territorio. Su utilización se asienta sobre el consumo de recursos de libre disposición (Chuang y Ma, 2013) y sobre la asunción de responsabilidades medioambientales.
- Tienen un carácter socializador, democrático, descentralizado y contribuyen a la cohesión social (EC, 2001a; Martínez *et al.*, 2011, p. 281). Generan riqueza en el territorio donde se asientan, dinamizan el empleo con la creación de puestos de trabajo⁴¹ -incluidos los de alta cualificación-, reducen la transferencia de rentas por la importación de combustibles fósiles, permiten un acceso descentralizado y “altamente disperso” a la energía y aportan flexibilidad a la capacidad existente (Dincer, 2000; Panwar *et al.*, 2011; Johanson, 2013; EC, 2009a; EC, 2011a).

⁴⁰ En inglés, volatile organic compounds (compuestos orgánicos volátiles).

⁴¹ La Comisión Europea estimaba que la puesta en marcha de la Directiva 28/2009 (EC, 2009a) supondría la creación de entre 600.000 y 1.000.000 de nuevos empleos (EC, 2010d). En un documento posterior (EC, 2011a) la Comisión cifra el incremento de los puestos de trabajo relacionados con las energías renovables en 220.000, pasando de 230.000 a 550.000 en seis años.

- Las energías renovables y las nuevas tecnologías con bajas emisiones de carbono se caracterizan por ser intensivas en capital laboral, por lo que su potenciación repercute en escenarios de mayor empleabilidad y de respeto al medio ambiente.
- Algunos estudios recogen además la influencia positiva con el PIB real del territorio, con la formación de capital y la mejora de la eficiencia (Chuang y Ma, 2013; Fang, 2011) y con una posible reducción de precios de los combustibles fósiles (Escribano *et al.*, 2013).

Según lo apuntado las energías renovables son consideradas las fuentes energéticas con el mayor potencial de eficiencia y efectividad para la minoración del problema medioambiental. Se vincula así energía renovable y desarrollo sostenible (Dincer, 2000).

La Unión Europea (en adelante, UE-27) es una región condicionada por su dependencia energética, del 53% en 2012 (Eurostat, tabla tsdcc 310). La importación de petróleo y gas obliga a la transferencia de rentas, que en el caso de la UE-27 supuso el 3,1% de su PIB en 2013 (EC, 2014a). Para luchar contra este rol de dependiente energético la UE-27 ha basado su política energética en tres pilares fundamentales: competitividad, seguridad de suministro y sostenibilidad (Johanson, 2013; EC, 2010a). Entre las medidas principales adoptadas se encuentra la promoción, desarrollo e implementación de energías renovables con el objetivo de incrementar su peso en la cartera de consumo bruto de energía y en la de producción de electricidad, explicitado a través del establecimiento de una participación mínima de estas tecnologías. La promoción de energías renovables unido a la apuesta por la reducción de emisiones de gases contaminantes han convertido a la UE-27 en líder mundial de lucha contra el cambio climático (Chalvatzis y Hooper, 2009; EC, 2008a; EC, 2012a; EC, 2012b).

De hecho el establecimiento de objetivos de reducción de emisiones permite la articulación de las distintas piezas de su puzle energético: seguridad energética, desarrollo económico, innovación tecnológica y protección del medio ambiente (Chuang y Ma, 2013). Panwar *et al.* (2011) enmarcan este respeto medioambiental dentro de una tendencia social que buscaría además el uso eficiente de los recursos, la disminución de los residuos, la conservación de los recursos autóctonos y la reducción de las emisiones de gases contaminantes. Entre los efectos positivos que reporta sobre los Estados la preocupación social por la protección del medio ambiente estarían la consecución de mayores niveles de renta y de desarrollo económico (Panwar *et al.*, 2011; VijayaVenkataRaman *et al.*, 2012). Por todo ello diseñar una cartera de generación de electricidad respetuosa con el medio ambiente y con la sociedad conduciría además a aquella que aporta una mayor seguridad energética, gracias al efecto positivo de la incorporación de energías renovables, que juegan un papel fundamental. Con ella la UE-27 reduciría su dependencia energética del exterior, reduciría parte de la transferencia de rentas

provocada por el consumo de combustibles fósiles y minoraría su exposición al riesgo de volatilidad de los precios del gas natural y del petróleo y derivados. Es decir, lograría gestionar la energía con un coste social y medioambiental reducido.

En este trabajo el análisis se centra en materia energética en la UE-27. Se pretende estudiar la planificación energética de una de las regiones desarrolladas con un nivel de dependencia energética elevado y líder y pionera en el fomento y en la incorporación al mix de generación de electricidad de energías renovables. Los horizontes objeto de estudio son el año 2020 y el 2030. Su amplitud temporal obedece a las características propias del sector de generación, apuntadas en el capítulo 1.

Las fuentes a las que se recurre para la obtención de los datos y proyecciones proceden de organismos internacionales (algunos europeos) relacionados de forma directa o indirecta con la energía. No es objeto de la investigación elaborar o generar un escenario o modelo propios, sino que se opta por realizar una revisión de los distintos escenarios propuestos en la literatura especializada y seleccionar de entre ellos aquel o aquellos que resulten más apropiados para la investigación, en términos de disponibilidad o presentación de datos relevantes. Las fuentes consultadas son la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2011, 2012), el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático⁴² (IPCC, 2011), el Instituto de Estudios de Prospectiva Tecnológica⁴³ (IPTS) (Russ *et al.*, 2009; Ciscar *et al.*, 2012) dependiente del Centro Común de Investigación de la Comisión Europea y del Directorio General de la Comisión Europea para la Energía y el Transporte (DG-Energy). Los datos aportados por estos organismos⁴⁴ permiten establecer para la UE-27 una serie de asunciones de tipo macro-económico (evolución del PIB, crecimiento de la población, etc.) y energético-económico (evolución del consumo de energía, precios, costes, tecnologías de generación, etc.).

2.2. La política energética de la Unión Europea: entre la búsqueda de una mayor seguridad energética mediante el fomento de renovables y el respeto medioambiental

La energía es uno de los elementos clave del planteamiento político y estratégico de la Unión Europea. La versión consolidada de su Tratado de Funcionamiento (EC, 2010b) recoge en el artículo 194 el objetivo de su política energética, con carácter solidario entre los Estados

⁴² *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC). Grupo creado en 1988 por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA).

⁴³ Desde el año 1994 el IPTS promueve una mejor comprensión de la relación entre tecnología, economía y sociedad. La misión del IPTS consiste en proporcionar apoyo científico y técnico para la formulación de políticas comunitarias que entrañen una dimensión tanto socioeconómica como científico-tecnológica.

⁴⁴ La presentación de los datos por parte de las fuentes difiere en cuanto a la forma de presentación y agregación (tipologías, unidades y horizonte), lo que dificulta su análisis.

miembros: garantizar el funcionamiento del mercado de la energía y de la seguridad del abastecimiento energético, fomentar la eficiencia y el ahorro energéticos, así como el desarrollo de energías nuevas y renovables y la interconexión de las redes energéticas. A ello se le une la apuesta decidida de la UE-27 por la protección del medio ambiente y la lucha contra el cambio climático, recogida en el Acta única Europea (1987) y más tarde en el Tratado de Maastricht (1992), y vehiculada a través de la firma del Protocolo de Kyoto, de la Directiva 2009/28/EC (EC, 2009a) para el fomento de energías renovables y del establecimiento de los objetivos energéticos y medioambientales.

La actuación de la UE-27 y de sus Estados miembros en materia energética se ha caracterizado por la toma de medidas en diferentes ámbitos. De esta forma se han propuesto medidas para el ahorro y la eficiencia energética, se han completado procesos de liberalización del mercado del gas y electricidad y se han implantado políticas para el fomento del uso de energías renovables para la producción de electricidad. Aranda e Iglesias (2011)⁴⁵ destacan el efecto positivo que tiene la aplicación de medidas de mejora de la eficiencia y de ahorro energéticos sobre la reducción de la intensidad energética⁴⁶ del PIB del territorio y sobre la competitividad y desarrollo sostenible del propio Estado.

Fueron principalmente dos los objetivos sobre los que pivotó la política de implementación y desarrollo de tecnologías renovables en la UE-27, fuentes de energía autóctonas, con elevado potencial de descentralización y no emisoras: el incremento de seguridad de abastecimiento y el respeto medioambiental.

A lo largo de las dos últimas décadas son numerosas las publicaciones de la Comisión y del Parlamento europeos en materia de energía. En la Tabla 1 se recogen aquellas que fueron conformando la política energética de la UE-27 a medio y largo plazo en relación con el desarrollo de las fuentes renovables.

En 1997 el Libro Blanco (EC, 1997) enuncia la apuesta por una política europea común para el fomento de las energías renovables. Ésta residía en la mejora de la eficiencia técnica, de la viabilidad y de la competitividad de las tecnologías renovables a través de la reducción de sus costes. En ese momento la penetración de estas tecnologías en el consumo bruto de energía interno de cada Estado miembro era muy diversa y se situaba entre el 1% y el 25%. Entre 1990 y 1995 la participación conjunta de las renovables se había incrementado ligeramente, pasando del 4,3% al 5,3% del consumo bruto de energía (Tabla 1; Tabla 2). El objetivo que se

⁴⁵ Entre las causas que animan a los Estados a implantar medidas para mejorar la eficiencia y ahorro energéticos estarían los elevados precios de las fuentes y combustibles y la asimetría de los mercados.

⁴⁶ La intensidad energética de la UE-27 pasó de 208,96 (Ktep/1.000€) en 1995, a 181 (Ktep/1.000€) en 2005 y a 165,20 (Ktep/1.000€) en 2009 (Eurostat. Tabla: nrg_ind_332a). (1Ktep=1.000 toneladas equivalentes de petróleo).

planteaba era muy ambicioso, ya que suponía pasar del 5,3% de 1995 al 12% en 2010. Pese a ello esta cifra sería alcanzada y superada en 2011, con un 13% (EC, 2013).

Documento	Situación de partida	Objetivos	Horizonte	Previsión
Libro Blanco 1997 (EC, 1997)	Penetración de las renovables en el consumo bruto de energía: 5,3% (1995).	Entre el 9,9% y el 12% del consumo bruto de energía procedente de tecnologías renovables.	2010	Solar fotovoltaica (1.000 MW), grandes parques eólicos (10.000 MW) e instalaciones de biomasa (10.000 MW térmicos).
Libro Verde 2000 (EC, 2000a) y Directiva 2001/77/CE (EC, 2001a)	La generación renovable supone el 6% del total del consumo bruto y del 14% del total de electricidad generada	12% del consumo bruto de energía y 22,1% del total de producción eléctrica procedente de tecnologías renovables.		Potenciación de la energía eólica e hidráulica a pequeña escala.
Libro Verde 2006 (EC, 2006a)	Elevada concentración de la oferta/reservas de hidrocarburos con precios en constante incremento, situación climática a mejorar y desarrollo incompleto de los mercados internos de energía.	Ahorro del 20% de la energía actual en 2020	2020	Necesidades elevadas de inversión ($1 \cdot 10^{12}$ € hasta 2030), dependencia creciente de las importaciones (50% en 2006; 70% en 2030)
Comunicación de la Comisión 848/2006 (EC, 2006b) y 30/2008 (EC, 2008a)	La energía bruta generada por renovables es del 8,5% y del 19% de la electricidad. El volumen de negocios del sector de la energía es de 20.000 millones €. Emplea a 300.000 personas. La industria de tecnología eólica supone el 60% de la cuota de mercado mundial.	20 % de consumo interior bruto por fuentes renovables y 10% del consumo total de gasolina y gasóleo en el transporte cubierto por biocarburantes.		Perspectiva de generación de 1.000.000 de puestos de trabajo hasta 2020 en el sector de la energía y mayor respeto medioambiental y mejora de la seguridad de suministro.
Directiva 2009/28/EC (EC, 2009a) y Decisión de la Comisión (EC, 2009b)	Necesidad de innovación y política energética competitiva y sostenible. Descentralización de la producción gracias a fuentes renovables. Se favorece el desarrollo regional y local, la cohesión social, el empleo, mayor seguridad del suministro, trayectos de transporte más cortos y menores pérdidas en transmisión de energía	Reducción de emisión de gases contaminantes y de efecto invernadero en un 20%-30% 20% de consumo energético con renovables. Mejora en la eficiencia energética del 20% (EC, 2010a).		Reducción de emisiones de gases contaminantes. Reducción de dependencia energética. Apoyo a tecnologías renovables en fases de demostración y comercialización. Establecimiento de objetivos nacionales obligatorios que incrementa la seguridad del inversor y potencia el desarrollo permanente de tecnologías renovables.

Tabla 1.- Resumen de la política de la UE-27 en materia de energía y desarrollo de fuentes renovables: Situación de partida, objetivos, horizontes y previsiones. Fuente: Elaboración propia a partir de normativa europea.

En el año 2000 el Libro Verde (EC, 2000a) explicita la preocupación por la conservación del medio ambiente de la Unión. Se añade el carácter no emisor de las renovables a la justificación del apoyo a estas tecnologías. El objetivo del 12% sobre el consumo bruto recogido en el Libro

Blanco (EC, 1997) se mantiene, y se añade el del 22% de la producción eléctrica generado por renovables para 2010 (Tabla 1). Las energías sobre las que pivotaría el incremento eran fundamentalmente la solar fotovoltaica, eólica y biomasa, y en menor medida la hidráulica, geotérmica y solar termal. La Directiva 2001/77/EC (EC, 2001a) propone un marco legal objetivo, transparente y no discriminatorio que ayude al cumplimiento de los objetivos propuestos por el Libro Verde (EC, 2000a).

Año	Carbón	Derivados del petróleo	Gas Natural	Nuclear	Energías renovables
1990	27,4%	38,2%	17,8%	12,4%	4,3%
2000	18,7%	38,5%	22,9%	14,2%	5,6%
2010	15,8%	36,8%	24,6%	13,6%	9,0%

Tabla 2.- Consumo de energía primaria en la UE-27 en los años 1990, 2000 y 2010. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Eurostat (Tabla: tscdcc_320).

En 2006 se publica un nuevo Libro Verde (EC, 2006a). Se amplía el horizonte a 2020 y 2030 (Tabla 1). Se apostaba por una política energética exterior coherente y unificada, basada en una coordinación real y solidaria entre los Estados miembros. Para conseguirlo sería necesaria la finalización del proceso de integración de los mercados europeos de la electricidad y del gas (EC, 1998a; EC, 2003b). Asimismo la innovación era considerada una medida estratégica. Se buscaba el incremento de la competitividad, la mejora de la interconexión entre Estados y una mayor diversificación de las fuentes energéticas y tecnologías. En ese mismo año la Comunicación 848 del 2006 (EC, 2006b) establecía un nuevo objetivo, conseguir que el 20% del consumo bruto de energía proviniera de fuentes renovables en 2020. De nuevo la protección medioambiental -reducción de emisiones de CO₂- e incremento de la seguridad de suministro guiaban la política energética europea. Para conseguir este nuevo objetivo la inversión global en tecnologías renovables se situaba entre los 2.000 y 8.000 millones de euros. Se contemplaba, además, el posible desplazamiento de la producción de electricidad renovable hacia aquellos Estados donde se aprovecharan mejor las economías de escala y la producción fuera más eficiente. En este período se aprueban varias directivas relacionadas con renovables: sobre biocombustibles y su empleo en el transporte⁴⁷ (EC, 2003a), sobre cogeneración (EC, 2004) y sobre el diseño de productos energéticos (EC, 2005b). Además de otra sobre medidas para la eficiencia energética (EC, 2006c).

Con la aprobación de la Directiva 2009/28/EC⁴⁸ (EC, 2009a) se busca un tercer objetivo relacionado con la implementación de energías renovables, más allá de los de reducción de emisiones contaminantes y de disminución de la dependencia energética: el aumento de la

⁴⁷ Con el objetivo de sustitución del 20% de los carburantes convencionales en 2020.

⁴⁸ Modifican la 2001/77/EC (EC, 2001a) y la 2003/30/EC (EC, 2003a).

eficiencia energética. Con estos tres pilares la Unión Europea adopta la llamada “estrategia 20-20-20⁴⁹” para 2020. Para conseguirlo se establecen por Estado miembro planes de desarrollo y objetivos de participación obligatorios (Tabla 1).

Todas estas medidas tienen un impacto positivo en la presencia de las renovables en el consumo bruto de energía, en el transporte, en la electricidad y en calefacción y refrigeración (Ilustración 2). Para el período analizado, entre 2004 y 2012, el tipo de crecimiento anual alcanza un valor entre el 5% y el 6%, tanto para la participación en consumo final bruto como en electricidad.

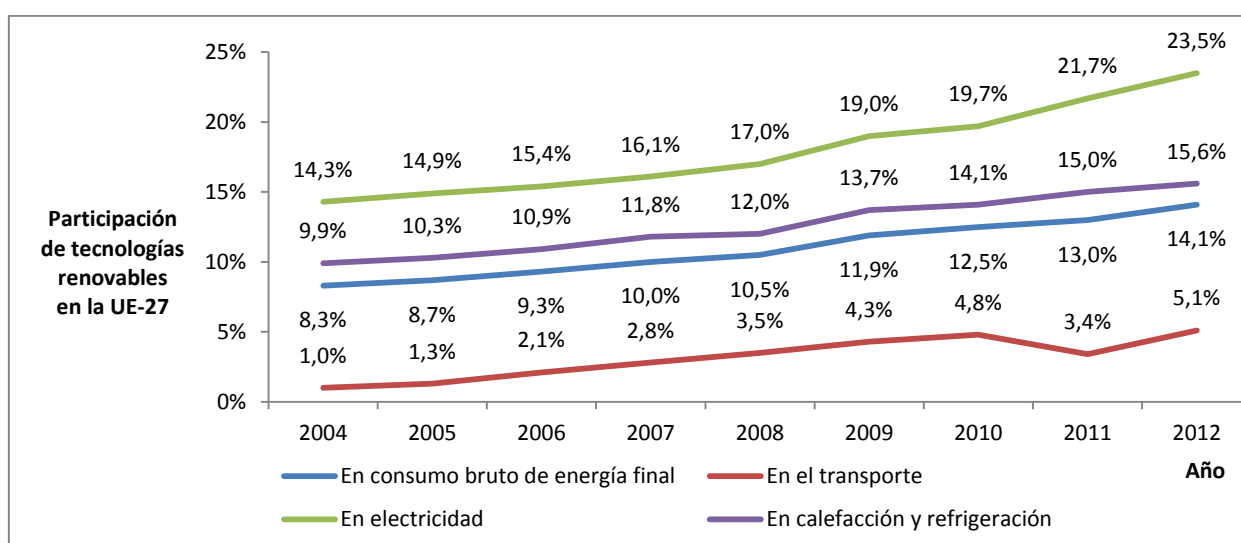


Ilustración 2.- Evolución de la participación de tecnologías renovables en la UE-27 (2004-2012). Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en Eurostat (tabla: nrg_ind_335a).

En la siguiente Tabla 3 se puede observar la participación de las distintas tecnologías renovables en la cartera de generación de electricidad. Entre ellas destacan la energía gran hidráulica (9%) y la eólica *on-shore* y biomasa con un 4%.

Nuclear	Carbón	Gas Natural	Petróleo/derivados	Eólica <i>on-shore</i>	Gran Hidráulica	Mini Hidráulica	Eólica <i>off-shore</i>	Biomasa	Solar Fotovoltaica
	26,10%	22,95%	2,61%	4,11%	9,76%	1,33%	0,41%	4,31%	0,68%
27,75%	Tecnologías de combustibles fósiles			Energías renovables					
	53,33%			18,92%					

Tabla 3.- Cartera de generación de electricidad de la UE-27. Año 2010. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2012).

Pese a ser tecnologías preferentes en términos medioambientales y de seguridad de suministro, las energías renovables cuentan con una serie de obstáculos que tienen que superar para ser integradas dentro del sistema eléctrico (Tabla 4).

⁴⁹ Conseguir un 20% de reducción de emisiones contaminantes, un 20% de consumo energético con renovables y una mejora del 20% en eficiencia energética en el horizonte 2020.

Uno de ellos es el vinculado con los problemas de flexibilidad y fiabilidad que la integración de la electricidad generada por renovables provoca en el sistema (Escribano *et al.*, 2013; Roques *et al.*, 2010). La numerosa legislación europea garantiza acceso de la electricidad generada por renovables al sistema de forma prioritaria frente a la de otros tipos de tecnologías. La Comisión centra las posibles soluciones en la inversión en infraestructuras (EC, 2001a, 2004, 2005a, 2011b) y en la compatibilización de los diversos sistemas de apoyo a renovables. Las inversiones se centrarían en la mejora de las interconexiones entre Estados, en el desarrollo de los grandes corredores energéticos, en la implantación de redes eficientes e inteligentes de alto voltaje a larga distancia y en nuevos almacenamientos eléctricos. Con ello se lograría disminuir el impacto de la variabilidad de las renovables y los costes de compensación. Además se favorecería la competencia en precios, la construcción racional de nuevas plantas energéticas y la reducción de costes dentro del cumplimiento de la Directiva 28/2009 (EC, 2009a, 2010c, 2012c). El objetivo último es la creación de un mercado europeo único, abierto y competitivo (red transeuropea) en el que se garantice la venta e incorporación⁵⁰ de la producción renovable a la red de transporte en todo momento (EC, 2005c; 2006d, 2010c, 2012b, EC, 2014c). Según la Comisión, la creación de un verdadero mercado europeo de la electricidad permitiría la reducción y adaptación a niveles coste-eficientes de los costes de la gestión de las renovables. Este mercado será la base de la prosperidad de Europa y motor de la prosperidad de la industria de las energías renovables.

Otro obstáculo importante es el elevado coste de inversión en las etapas iniciales de desarrollo de las renovables. Así en las primeras etapas, el rendimiento de estas tecnologías estaría por debajo del óptimo en términos de coste y fiabilidad. Por ello pierden capacidad competitiva en costes frente a las tecnologías no renovables. Para superarlo Menanteau *et al.* (2003) animan a las autoridades estatales y regionales a protegerlas en sus fases iniciales. Las medidas implantadas en la Unión Europea para superar este obstáculo y favorecer el desarrollo de las tecnologías renovables han pivotado sobre la aplicación de sistemas de apoyo –*feed in tariffs* y certificados verdes-, medidas fiscales –como impuestos sobre el uso de hidrocarburos-, el régimen de comercio de derechos de emisión de CO₂, así como de cuotas de participación de renovables en la electricidad generada o en el consumo bruto de energía (EC, 2009a). Incluso la Comunicación 848 del 2006 (EC, 2006b) recoge una defensa clara de la legitimidad de las ayudas públicas para conseguir reducir las emisiones contaminantes y desarrollar las energías renovables. También se alerta sobre posibles desequilibrios entre el establecimiento de ayudas selectivas para proteger el medio ambiente y la defensa de la competencia en el sector.

⁵⁰ La Comisión, de hecho, prevé que en 2020 un 12% de la electricidad generada provenga de instalaciones *off-shore* en regiones costeras del norte de Europa (EC, 2010c).

Obstáculos que condicionan el desarrollo de las energías renovables	Costes de inversión elevados y falta de confianza en proyectos renovables	(EC, 1997)
	Estructurales: provocados por el elevado coste que implicaría la reconversión y adaptación de las infraestructuras (sustitución de la fuente energética de no renovable a renovable).	(EC, 2000a)
	Financieros: provocados por la necesidad de fuertes inversiones iniciales (coste añadido frente a las instalaciones no renovables ya existentes).	
	Barreras regulatorias y no regulatorias a la integración de electricidad procedente de renovables (situación de la red y aplicación de la garantía de origen para la generada por renovables).	(EC, 2001a) (EC, 1996)
	Obstáculos administrativos: falta de coordinación entre administraciones, períodos de espera largos para la obtención de permisos, desconexión entre ordenación del territorio e implantación de tecnologías renovables.	(EC, 2005c)
Medidas para superar las barreras que condicionan el desarrollo de las renovables	Medidas fiscales: exenciones o reducciones, impuestos refundidos.	(EC, 2000a) (EC, 2001a)
	Mecanismos de financiación: subvenciones, ayudas a la inversión, fondos de garantía o tasas de penalización del uso de combustibles fósiles. Establecimiento de Certificados Verdes.	
	Fijación de unos precios fijos para la energía generada por renovables Obligación de compra de certificados verdes e invitación a la comercialización de cantidades de electricidad renovable	(EC, 2000a)
	Cobertura de las necesidades de investigación tecnológicas (curvas de aprendizaje) a través de precios elevados para el petróleo y/o de la inclusión de precios de emisión de certificados en los costes de inversión de las energías no renovables.	
	Obligación a los Estados miembros a fijar unos objetivos nacionales de consumo de electricidad renovable (revisables cada 2 y 5 años hasta 2012) dentro de la política europea de lucha contra el cambio climático	(EC, 2001a) (EC, 1997)
	Incorporación de los sistemas de identificación de electricidad por fuente de generación.	(EC, 2001a)
	Sistemas de apoyo a renovables: primas (<i>feed in tariffs</i>), certificados verdes, procedimientos de licitación puros y basados en incentivos fiscales.	(EC, 2005c).
	Potenciar el sistema de comercialización de emisiones y las medidas de eficiencia energética recogidas en el Plan de Acción para la Eficiencia Energética –ahorro del 20% de la energía actual en 2020- (EC, 2005d, 2006e; 2000b).	(EC, 2006a)
	Actualización y traducción al sector eléctrico del régimen de comercio de derechos de emisión en forma de sistema de asignación por subasta.	(EC, 2008a)
	Desplazamiento eficiente de la producción de electricidad renovable hacia Estados con mejor aprovechamiento de las economías de escala.	(EC, 2006b)
	Mejora de las interconexiones entre Estados para incrementar la fiabilidad del sistema ante la integración de electricidad renovable, que presenta acceso prioritario y garantizado gracias al uso de sistemas de almacenamiento de energía.	(EC, 2009a)
	Desarrollo de redes eficientes e inteligentes de alto voltaje a larga distancia y nuevos almacenamientos eléctricos, gestión de la demanda, mayor transparencia del mercado y mayor grado de eficiencia energética.	(EC, 2011b)
	Evitar una compensación excesiva de las tecnologías renovables. Orientar sobre los regímenes de ayuda con mayor previsibilidad y rentabilidad para las tecnologías.	(EC, 2012c)
	Promoción de los mecanismos de cooperación transfronterizo para favorecer el comercio de las renovables.	
Mejora del marco reglamentario para la cooperación energética en el Mediterráneo-Magreb. Se facilitarían inversiones a gran escala y la importación de electricidad renovable.		

Tabla 4.- Obstáculos para el desarrollo de las energías renovables y medidas para superarlos. Fuente: Elaboración propia a partir de normativa europea.

Recientemente la Comisión ha reflexionado sobre la aplicación de los sistemas de promoción de las renovables (EC, 2013). Concluye que es necesario adaptar los mecanismos de promoción

para corregir el sobrecoste y la compensación en exceso de aquellas tecnologías que ya están en facultad de competir en coste con las no renovables. Así, propone continuar potenciando las tecnologías que se encuentren en las primeras fases de desarrollo, y reducir las ayudas a aquellas en fase de madurez (tecnología eólica y solar –EC, 2012c-). Como resultado, las tecnologías maduras deberían abandonar el sistema *feed in tariffs*, e incorporarse a otro de *feed in premiums* o de *quota obligations*. Esto conduciría a que los productores respondieran a las señales del mercado para este tipo de tecnologías.

El apoyo a las tecnologías renovables estimula, además, el cambio tecnológico hacia fuentes con bajas emisiones. A través de las ayudas a estas tecnologías su atractivo aumenta. Contrariamente, el de las tecnologías no renovables emisoras disminuye. El establecimiento de precios de emisión de CO₂ y la incorporación de otras externalidades corrigen los costes reales de producción de las tecnologías contaminantes, aumentándolos. Incluso la Comisión señala cómo la rentabilidad de las fuentes renovables y de las medidas de eficiencia energética estarían condicionadas positivamente por la tendencia alcista de los precios del petróleo y del gas (EC, 2008a).

Una de las claves para conseguir un desarrollo sostenible y continuado en el tiempo es el mantenimiento de un marco legal estable en cuanto a políticas de apoyo. Se deben evitar, por tanto, cambios retroactivos que puedan dañar la confianza de los inversores en el sector. Los sistemas de promoción deben ser estables, transparentes, creíbles, coste-eficientes y deben favorecer la integración de las renovables dentro del mercado interno. Para conseguirlo es fundamental la innovación y el incremento del grado de competitividad de las fuentes renovables. Además, la coordinación de los sistemas de promoción entre Estados, potenciaría el comercio energético transfronterizo. Según cálculos de la Comisión, un comercio óptimo de energías renovables con sistemas de promoción coordinados permitiría ahorrar hasta 8.000 millones de euros al año (EC, 2012c). Las inversiones en I+D de energías renovables de los Estados miembros han alcanzado los 4.500 millones de euros durante los diez últimos años, mientras que los de la UE-27 han supuesto 4.700 millones de euros canalizados a través de fondos de cohesión (2007-2013) y 1.700 millones de euros adicionales a través de financiación de proyectos.

La apuesta de la Unión Europea por las tecnologías renovables ha posibilitado el liderazgo de la industria europea en energía eólica y solar fotovoltaica. El sector energético europeo se caracteriza por presentar un elevado valor añadido y cierta ventaja competitiva a nivel global. Los ingresos procedentes de la generación contribuyeron tanto a la creación de empleo como al crecimiento económico de la Unión (EC, 2009a, 2011a, 2012c). A nivel mundial se observa,

además, el efecto positivo de la competencia internacional sobre la innovación y sobre los costes de desarrollo de estas tecnologías.

Una de las debilidades europeas en su papel de dependiente energético ha sido el no conseguir “hablar con una sola voz” en sus relaciones con el exterior. Se trata de una región que aglutina a más de 400 millones de demandantes de electricidad, lo que le conferiría cierto poder de negociación. Pese a ello, los esfuerzos por incrementar su seguridad de suministro de fuentes importadas han sido numerosos. Ejemplo de ello sería la relación comercial con Rusia. En la actualidad el papel energético de la UE-27 hace especialmente relevante la colaboración con países como India, Brasil y China en materia regulatoria y de política energética. Los campos de colaboración son diversos, como el de eficiencia energética, fuentes renovables, captura y almacenamiento de carbono, redes inteligentes o investigación en fusión y seguridad nuclear (EC, 2011b).

La UE-27 ha sido pionera, además, en la aplicación de medidas tendentes a minorar el cambio climático, como lo es la implantación del régimen de comercio de derechos de emisión de la UE-27 (en adelante, RCDE-UE⁵¹). La implantación de este sistema ha dotado a la UE-27 de un papel de liderazgo en cuanto a los esfuerzos mundiales para reducir las emisiones de GEI derivadas de la actividad humana (EC, 2009c). Está basado en los mecanismos que establece el Protocolo de Kyoto: Mecanismo de Desarrollo Limpio, comercio internacional de derechos de emisión y la implementación conjunta basada en la aceptación de créditos por proyectos de reducción de emisiones. Se pretende que el RCDE-UE posibilite que la UE-27 alcance sus objetivos de reducción de emisiones según las directrices del Protocolo de Kyoto con unos costes totales inferiores al 0,1% de su PIB.

El RCDE-UE ha seguido un ritmo de implantación constituido por tres fases. En la *fase 1* entre 2005 y finales de 2007 se realizó un “aprendizaje práctico” necesario previo a la puesta en funcionamiento del sistema. Durante esta primera fase tuvo lugar el establecimiento de un precio para el carbono, la definición del libre comercio europeo de derechos de emisión, además de crear la infraestructura necesaria para el control, registro y verificación de las emisiones reales de las empresas (EC, 2009c). La aplicación de la *fase 2* entre los años 2008 y 2012 coincidió con el inicio del “primer período de compromiso” del Protocolo de Kyoto relativo al cumplimiento de los objetivos de emisiones. Atendiendo a los registros realizados en la *fase 1* la Comisión tomó la decisión de reducir el volumen de derechos de emisión en circulación en la *fase 2* (6,5% menos que los derechos en circulación en 2005) para reducir de

⁵¹ Acrónimo de Régimen de Comercio de Derechos de Emisión. En inglés, *Emissions Trading System (ETS)*. Atiende a cuatro principios fundamentales: es un sistema de límites máximos, la participación es obligatoria por parte de las empresas de los sectores afectados, se basa en un marco sólido de cumplimiento y se aplica al mercado de la UE-27

forma real las emisiones. El desarrollo positivo de ambas fases ha convertido a la UE-27 en el motor de la expansión del mercado internacional del carbono (EC, 2009c)⁵². La *fase 3*, vigente desde el 1 de enero de 2013 hasta finales de 2020, debe conducir a una mejora en la implementación del sistema gracias a la inclusión de nuevas industrias, de otros GEI adicionales y de instalaciones de captura y almacenamiento de carbono (en adelante, CAC⁵³), además de la sustitución del sistema nacional de límites de derechos de emisión por un límite único para la UE-27.

2.3. La dimensión medioambiental del mix energético de generación de electricidad

La emisión de GEI por parte de la actividad humana, dentro de la que se incluye la producción y consumo de numerosos bienes y servicios (energéticos, alimentarios, etc.), supone una de las necesidades y externalidades negativas más importantes y con mayor impacto a las que se enfrenta la humanidad (Tol, 2008; Kim, 2007). Como se señaló en el epígrafe 1.2, las externalidades derivadas del proceso energético de generación de electricidad pueden ser definidas como aquellos costes repercutidos sobre la sociedad y el medio ambiente que no son asumidos ni por productores ni consumidores de energía al no ser incorporados en el precio de mercado (Eyre, 1997). Se trata de un fallo de mercado de tipo institucional, puesto que parte de las emisiones de GEI no son incorporadas como mayor coste de producción.

La atemporalidad del impacto y la difícil cuantificación de los daños que puede llegar a producir y de la definición cualitativa y cuantitativa de las variables que intervienen⁵⁴ elevan la incertidumbre y el riesgo del problema. Además la asignación fiable de probabilidades a los impactos climáticos dañinos derivados de las externalidades está muy limitada por lo reducido del registro histórico de acontecimientos negativos⁵⁵ vinculados con el cambio climático y por el desconocimiento de la relación entre concentración de GEI en la atmósfera y los desencadenantes de acontecimientos negativos ambientales. Todo ello condiciona en gran medida la valoración económica del cambio climático, convirtiéndola en imprecisa⁵⁶.

⁵² Dentro del conjunto de sectores sensibles afectados por este RCDE-UE se encuentra el de generación de electricidad, sector que según datos de 2007 emitió un 31,9% del total de emisiones de GEI.

⁵³ Captura y almacenamiento de carbono. En inglés CCS: *Carbon Capture and Sequestration or Storage*.

⁵⁴ Tol (2008) define los impactos que han sido traducidos a valores monetarios y cuantificados en los estudios realizados. Éstos serían: impactos sobre la agricultura y los bosques, recursos acuíferos, zonas costeras, consumo energético, calidad del aire y salud. Así mismo advierte de la posible existencia de efectos positivos (aún no cuantificados).

⁵⁵ Apenas existen estudios sobre el valor de los impactos sobre biodiversidad, contaminación del aire, acontecimientos atmosféricos extremos, catástrofes naturales, variabilidad de los ecosistemas o irreversibilidades geofísicas (Tol, 2011). Esto unido al registro escaso de observaciones pasadas en relación con la vida en el planeta, dificulta las proyecciones futuras y el establecimiento de relaciones causa-efecto al respecto (Tol, 2008).

⁵⁶ Para Pearce (2003) el hecho de que la estimación de los costes no sea precisa no le resta utilidad, por cuanto muchas magnitudes económicas también lo son.

El impacto que tiene la emisión de GEI no es directo y proporcional, sino que sus efectos dependen del grado de concentración⁵⁷ que alcanzan en la atmósfera, por lo que se debe considerar aquellos GEI ya emitidos y que conforman el “stock” atmosférico. El alcance del daño que provocan las emisiones no obedece a ninguna limitación geográfica, temporal o de nivel adquisitivo. Cualquier habitante en cualquier momento puede verse afectado en mayor o menor medida por el daño que provoca la emisión pasada, actual y futura de GEI. Sin embargo es necesario advertir que la emisión de GEI tiene un mayor impacto (daño) sobre los países más pobres, aquellos que menor proporción de GEI emiten, incrementando su vulnerabilidad⁵⁸ (Tol, 2005, 2011). Es por ello que contemplar la aplicación de políticas climáticas costosas que hipotequen el desarrollo económico de un país pobre sólo contribuiría en cierta forma a incrementar este desequilibrio.

Uno de los efectos mensurables en el que se apoyan muchos de los modelos empleados para medir dicho impacto es la subida prevista de la temperatura media anual (a partir de los 2°C de incremento), el denominado calentamiento global. Éste es uno de los impactos directos provocado por la emisión de GEI. Georgakellos (2010) señala que los principales gases de los 20 que provocan efecto invernadero son el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄), clorofluorocarbonos (CFCs), óxido nitroso (N₂O) y ozono troposférico (O₃). La mayor contribución al calentamiento global la realiza el dióxido de carbono (CO₂), con un 61%, seguido por el CH₄ (15%), los CFCs (12%), el N₂O (4%) y el resto de gases (8%). Es por ello que la actuación medioambiental de reducción de GEI⁵⁹ se centra en el gas considerado más dañino, el dióxido de carbono (CO₂). La problemática se centra en la dificultad de cuantificación o valoración de los impactos negativos en forma de costes⁶⁰ de externalidades que producen las emisiones de GEI sobre el medio ambiente y la sociedad.

En la evaluación de los impactos negativos de la generación de electricidad se distinguen dos propuestas: la *institucional*⁶¹, que rechaza el planteamiento económico centrado en el

⁵⁷ Dependiendo de los escenarios previstos por los distintos modelos se manejan diferentes medidas. Las más comunes son los 350, 450, 550 y 650 partes por millón de dióxido de carbono equivalente (ppm CO₂ eq.). Elzen y Meinhausen (2005) proponen las medidas 400, 450, 500 y 550 como aquellas que permitirían a la UE-27 alcanzar el objetivo del incremento de 2°C, una vez reducidas las concentraciones iniciales de 480, 500 y 525 a las comentadas 400, 450 y 500 ppm CO₂ eq.

⁵⁸ Las catástrofes naturales provocan un mayor daño en aquellos países más pobres, caracterizados por infraestructuras débiles y economías relacionadas con actividades del sector primario, altamente dependientes y vulnerables ante cambios en los ecosistemas y biodiversidad (producidos por el calentamiento global). Las pérdidas humanas son elevadas.

⁵⁹ Las plantas de generación eléctrica emiten en torno a un 41% de la totalidad del CO₂ emitido.

⁶⁰ Pearce (2003) señala la tendencia a no monetizar los beneficios en cambio climático, sino a trabajar con costes. Ello, en vez de llevar a análisis de coste-beneficio, conduce a análisis de eficiencia en costes.

⁶¹ Parten de la idea de que el daño medioambiental no puede ser eliminado simplemente por su internalización en el precio, ya que presenta un impacto global. No se trata de un fallo únicamente de mercado, sino que es institucional. Pretende no la asignación eficiente de los recursos, sino alcanzar la equidad y la justicia social. Se trata de un enfoque amplio que va más allá del económico. Es un problema de ámbito cultural, de distribución de la

mercado y lo presenta como un fallo global, y la *neoclásica*⁶², que evalúa el fallo de mercado a través de un planteamiento económico de bienestar (Kim, 2007).

Dentro del enfoque *institucional* destaca el concepto del *coste social del carbono*⁶³. Los autores de esta corriente tratan de establecer el valor actual descontado⁶⁴ de los costes actuales y futuros adicionales que para la sociedad tendría en este momento la emisión de una tonelada extra de carbono a la atmósfera (impacto o daño marginal social) en relación con el calentamiento global (Hope y Newbery, 2006; Tol, 2011). Se pretende valorar en términos económicos⁶⁵ el impacto del cambio climático sobre la salud, los ecosistemas, la agricultura, la biodiversidad y otros agentes del planeta a partir de un cambio marginal en las emisiones de CO₂. Greenstone *et al.* (2011) y Nordhaus (2011) proponen medir estos impactos⁶⁶ en función de la afectación que las emisiones tienen sobre el consumo⁶⁷ (reduciéndolo). La estimación teórica del *coste social* de las emisiones puede ser obtenida a partir de varios planteamientos, entre los que destacan el análisis coste-beneficio y el coste marginal (Clarkson y Deyes, 2002). En el caso del análisis coste-beneficio se busca el nivel óptimo de emisiones y del impuesto sobre el carbono para el que el coste marginal de reducir las emisiones se iguale con el coste marginal del daño producido por no reducir, nivel que se denomina beneficio marginal de

riqueza y de salud (Kim, 2007). La terminología empleada –coste social- pretende evidenciar que los daños no son compensados sólo vía precio de la energía. Los daños provocados sobre terceros o la comunidad no son asumidos por las empresas privadas que los generan. Se distinguen dos metodologías: cuantitativa, a través de la valoración monetaria –coste social o derechos humanos-, y cualitativa, basada en un planteamiento multicriterio que va más allá de la cuantificación monetaria.

⁶² El enfoque neoclásico identifica las externalidades como un fallo de mercado y tiene como objetivo la asignación económica eficiente de los recursos a través de la internalización del coste de externalidad en el precio de la energía (Kim, 2007). El principio que rige es el de compensación: el que gana debería compensar a aquellos que pierden y aun así obtener un beneficio. La mejora potencial puede venir expresada atendiendo a dos medidas monetarias diferentes: el excedente de compensación (cantidad que compensaría el incremento de utilidad obtenido) o la disponibilidad máxima a pagar por la mejora experimentada. Los estudios emplean dos metodologías: una de ellas se define como “de arriba-abajo” (*top-down*, en inglés) en la que las emisiones son registradas a nivel global con un enfoque centralizado y descendente basado en escenarios climáticos y socioeconómicos; la segunda es la denominada “de abajo-arriba” (*bottom-up*, en inglés), en la que los datos de emisiones se recogen junto con las localizaciones donde se generan y que parte de la base a lo general y está basado en la identificación de la vulnerabilidad.

⁶³ En inglés, *Social Carbon Cost*. Pearce (2003) indica que éste nunca puede llegar a ser cero, por las emisiones ya presentes en la atmósfera. De hecho el coste social de emisión debería incrementarse linealmente con el paso del tiempo. Esta condición es consistente con la idea de que el daño producido depende de la cantidad de concentración de GEI en la atmósfera, incrementándose con el paso del tiempo y con el consiguiente crecimiento económico.

⁶⁴ El factor de descuento empleado, de especial sensibilidad, toma la denominación de factor social de preferencia temporal (en inglés, *Social Rate of Temporal Preference*).

⁶⁵ El cálculo del coste social del carbono permite además la evaluación de las políticas de reducción de emisiones en términos de coste-beneficio. El siguiente paso sería el poder distinguir entre aquellas políticas más eficientes.

⁶⁶ Los costes pueden expresarse como precio sombra de las emisiones de carbono. En un contexto de política climática óptima el coste social del carbono igualará el valor del precio o impuesto sobre el carbono. De esta forma se restaurará la eficiencia del mercado a través de la internalización de la externalidad de las emisiones. Sin embargo sería razonable la imposición de un impuesto sobre el carbono superior al valor del coste social comentado, debido a la incertidumbre elevada sobre la posible no consideración de la totalidad de impactos negativos (Tol, 2011).

⁶⁷ A través de la medición del cambio en el consumo actual producido por unidad emitida adicional.

reducción. El planteamiento de coste marginal busca calcular el daño futuro producido por un cambio marginal en el nivel de emisiones actual.

El enfoque *neoclásico* propone el precio del certificado de emisión como una de las medidas correctoras que permiten compensar o corregir las externalidades relacionadas con los GEI en que se incurre a la hora de producir electricidad. Se conseguiría así internalizar el fallo de mercado que supone la no incorporación monetaria de los costes de emisión en los costes de producción. En tal situación, la reducción de emisiones sólo se llevaría a cabo si el coste de reducción es inferior al beneficio que supone dicha actuación (Pearce, 2003). El mecanismo se centra en el precio de emisión de carbono, en forma de certificado negociable en el mercado, de impuesto o vía regulación (Weitzman, 2007; Nordhaus, 2011). Se busca incentivar a la empresa contaminante a producir de un modo más eficiente, a cambiar su estructura productiva incorporando nuevas tecnologías libres de emisiones (sustituyendo⁶⁸ a aquellas más intensivas en emisiones) o a dejar de producir a partir de aquellos combustibles más contaminantes (Hope y Newbery, 2006). Es el carácter no suficientemente competitivo de las diferentes tecnologías de bajas o nulas emisiones –renovables y plantas con CAC- lo que conduce a establecer los precios de emisión de carbono.

Labandeira (2012) señala como especialmente sensible a la hora de alcanzar los objetivos climáticos de reducción de emisiones el establecimiento de un precio único y global para las emisiones de GEI. De esta forma en un entorno en el que el coste de emisión fuera el mismo para todos los Estados contaminantes, las actuaciones de política energética serían coste-efectivas⁶⁹. Alternativamente Labandeira (2012) se refiere al trabajo de Fouquet (2010) para justificar la necesidad de que el sector público lidere las políticas de promoción de tecnologías bajas en carbono. Con la descarbonización de la cartera de generación de electricidad se conseguiría dar pasos hacia el cambio del paradigma tecnológico, entorno que facilitaría la consecución de los objetivos medioambientales. En esta tesis se apuesta por un planteamiento amplio en el que se dé cabida al análisis de la cartera de generación de electricidad desde una perspectiva de respeto medioambiental, siguiendo la propuesta de que “energía y cambio climático son dos caras de la misma moneda” (Labandeira, 2012; Labandeira *et al.*, 2012).

2.4. Definición de escenarios

El análisis de escenarios es una técnica de prospectiva fundamental para alcanzar un conocimiento anticipado del futuro de un entorno caracterizado por su gran complejidad y sometido a cambios profundos, rápidos y de difícil anticipación. Una cuidada definición de las

⁶⁸ La sustitución de las tecnologías está condicionada por la amplitud de la vida útil de las plantas de generación.

⁶⁹ Por medida coste-efectiva se entiende aquella en la que el coste neto de la intervención determinada viene justificada y compensada por la obtención de unos resultados positivos suficientes, expresivos de su efectividad.

asunciones (factor de cambio tecnológico, precios, evolución del consumo...) aporta una descripción válida de cuál puede ser el comportamiento de los elementos analizados (variables e indicadores) en el horizonte temporal contemplado. Los modelos generadores de escenarios empleados por los distintos organismos presentan una perspectiva global y de largo plazo, y optan por la renuncia a incluir condicionantes particulares. Los escenarios energéticos propuestos contemplan diferentes grados de capacidad en cuanto a desarrollo tecnológico y disponibilidad de las tecnologías, además de diferentes consideraciones en lo relativo a la actuación global contra el cambio climático y los supuestos macroeconómicos de los que partir. En sí mismos los escenarios no son muestras aleatorias⁷⁰ de los posibles casos que se podrían dar en los horizontes considerados, pero las tendencias apuntadas dan respuesta a las carencias sobre el conocimiento colectivo del futuro (IPCC, 2011).

De las fuentes consultadas quizás sea el *World Energy Outlook* (IEA, 2011, 2012), publicación de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), la que presenta mejores datos de forma cualitativa y cuantitativa. Establece tres escenarios que definen los diferentes patrones que se pueden dar a nivel energético con horizonte máximo el año 2035: *Escenario Nuevas Políticas*, *Políticas Actuales* y el escenario 450 de mitigación de las emisiones de GEI. Los datos se presentan atendiendo a la división por regiones o Estados OCDE y No-OCDE, además de ofrecer indicadores para la UE-27, aspecto relevante desde el punto de vista del estudio que se propone.

El Instituto de Estudios de Prospectiva Tecnológica (IPTS) dependiente del Centro Común de Investigación de la Comisión Europea y el Directorio General de la Comisión Europea para la Energía y el Transporte presenta en sus informes del año 2009 y 2012 (Russ *et al.*, 2009; Ciscar *et al.*, 2012) una evaluación por escenarios de los efectos tecnológicos y económicos por escenarios de la consecución del objetivo europeo de retener el incremento en 2°C en la temperatura con referencia a la temperatura pre-industrial de comienzos del siglo XX. Emplea para ello dos modelos complementarios, el POLES⁷¹ y el GEM-E3⁷².

⁷⁰ Por lo que no es posible realizar un análisis formal de incertidumbre a partir de los mismos.

⁷¹ POLES: *Prospective Outlook for the Long Term Energy System*. Se trata de un modelo de simulación sectorial para el desarrollo de escenarios energéticos hasta 2050. Está basado en un proceso recursivo de simulación año a año de la demanda y oferta de energía con ajustes de precios y ciclos de retroalimentación a través del precio internacional de la energía. Se trata de un modelo de equilibrio parcial centrado en el sistema global de energía que ofrece un análisis completo de las tecnologías empleadas en el sector energético a escala global, calculando los costes directos de la reducción de emisiones de carbono en el sector energético.

⁷² GEM-E3: *General Equilibrium Model for Energy-Economy-Environment Interactions*. Modelo de equilibrio general que contempla 18 regiones mundiales, relacionadas a través del comercio bilateral endógeno. Contempla interacciones entre los campos: económico, sistema energético y medioambiental. El modelo proporciona proyecciones de tablas input-output, empleo, flujos de capital, ingresos del Estado, consumo de los hogares, uso energético y emisiones atmosféricas. Evalúa las consecuencias económicas de la aplicación de las políticas de mitigación (cubre todas las emisiones de la economía, excepto la del uso de la tierra) desde una perspectiva económica global (por sectores económicos) y entre regiones (mediante flujos comerciales internacionales),

Finalmente, el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, 2011) analiza los escenarios propuestos (un total de 164) a largo plazo a nivel global en el contexto de mitigación de emisiones de carbono. Propone una visión completa del papel de las energías renovables. El análisis tiene como objetivo la identificación de las barreras potenciales que pueden tener influencia en la expansión de estas tecnologías. El conjunto de escenarios recogen una amplia gama de concentraciones atmosféricas de CO₂ (desde 350 a 1.050 partes por millón de dióxido de carbono equivalente -en adelante, ppm CO₂ eq.-) para el año 2100, incluyendo casos de mitigación, ausencia de políticas y casos base. El horizonte temporal se sitúa entre el año 2050 y el 2100. El desarrollo tecnológico recogido en los distintos escenarios no es homogéneo, sin embargo coinciden en la consideración de la limitación para las tecnologías de generación fósil con CAC, nuclear y renovables (IPCC, 2011).

La revisión de las tres fuentes consultadas (IEA, IPTS, IPCC) permite elaborar un mapa completo en el campo de la energía a partir de técnicas de prospectiva. La IEA (2011) aporta un análisis energético general amplio con horizonte 2035 por tecnologías. Tiene en cuenta diferentes variables (proyecciones de precios, consumos de combustibles, demanda, capacidad instalada, electricidad generada, emisiones de GEI...), además de presentar un análisis completo de las hipótesis macroeconómicas. La publicación del IPTS permite incorporar el impacto que tendría la aplicación de las políticas climáticas en el sector de la energía en el nivel de la economía global y también en el de las regiones, mediante diferentes indicadores con horizonte 2020 y 2030. Por último, el IPCC propone una completa información sobre la evolución de las energías renovables (solar fotovoltaica, solar térmica, eólica terrestre y marina y geotérmica –eléctrica y térmica-) en los escenarios objeto de estudio con horizonte 2020, 2030 y 2050. A continuación se presentan los escenarios de las fuentes consultadas y objeto del análisis.

2.4.1. *International Energy Agency (IEA)*

La IEA propone tres escenarios y toma como año de partida el 2010. La denominación de los tres escenarios propuestos es la de *Nuevas Políticas*, de *Políticas Actuales* y escenario 450.

El escenario *Nuevas Políticas* es el propuesto por la IEA como principal, y sirve de referencia para evaluar los alcances y las limitaciones de los desarrollos en políticas energéticas y climáticas. Se trata del escenario de referencia porque contempla la aplicación de compromisos regulatorios, medidas y planes (adoptados o anunciados) con el fin de incrementar la seguridad energética y luchar contra el cambio climático. Entre ellos se pueden destacar: objetivos relativos al fomento de energías renovables, de mejoras en eficiencia

considerando tanto los costes directos como indirectos de su implementación. El modelo emplea el PIB como medida de ajuste macroeconómico para conseguir los objetivos de reducción de emisiones.

energética y de reducción de emisiones, programas para el abandono de plantas nucleares, la eliminación de ayudas a combustibles fósiles ineficientes dentro de las economías que forman la APEC⁷³, etc. Contempla, para el período posterior a 2020 y hasta 2035, la aplicación de medidas no específicas de carácter continuista con la política de reducción de emisiones prevista hasta 2020 así como acuerdos internacionales a nivel industrial en esta misma línea.

La IEA advierte que la elevada incertidumbre condiciona este escenario *Nuevas Políticas*: el nivel de implementación de las políticas viene determinado por aspectos financieros actualmente inestables; la diversidad de compromisos y enfoques (energía o intensidad de carbono) dificultan en muchos casos la concreción en objetivos; existe una elevada inseguridad en el establecimiento de medidas de equiparación de precios que aminoren la distorsión en el mercado de combustibles fósiles; se desconoce el resultado de las medidas implementadas a partir de 2020 en materia energética y de emisión de GEI, así como del nivel de implementación real de estas políticas por cada Estado. Es por ello que la IEA considera no alcanzados los objetivos en aquel caso en el que se entienda que existe una incertidumbre elevada sobre la aplicación real de las políticas.

El escenario de *Políticas Actuales* está basado en un planteamiento de continuidad de las políticas gubernamentales adoptadas hasta mediados del año 2011. Entre ellas destacan a nivel global: el duodécimo plan quinquenal chino 2011-2015; el nuevo sistema de comercialización de certificados de energía renovable y el nuevo programa de ayudas para vehículos que empleen combustibles alternativos, ambos en India; las nuevas directivas europeas sobre edificación y estándares de emisión para vehículos ligeros comerciales; y nuevos estándares para electrodomésticos en Estados Unidos.

El escenario 450 contempla la consecución con un 50% de probabilidad del objetivo de limitación del incremento de la temperatura media global de 2°C en comparación con niveles preindustriales. El número 450 proviene de la limitación de la concentración a largo plazo de los GEI en la atmósfera a 450 ppm CO₂ eq. Hasta el año 2020 la IEA asume para este escenario un mayor grado de implementación de las políticas climáticas que para el escenario *Nuevas Políticas*. De hecho contempla para el período 2010-2020 el cumplimiento de los objetivos de los acuerdos de Cancún de 2010⁷⁴. Para el período posterior a 2020 y hasta 2035 la IEA supone un comportamiento de los países de la OCDE y otras grandes economías en línea con el período precedente y con tendencia a la estabilización del nivel de emisiones en torno a los 450 ppm CO₂ eq.

⁷³ *Asia-Pacific Economic Cooperation*.

⁷⁴ Convención Marco sobre el Cambio Climático, Naciones Unidas, Conferencia de las Partes celebrada del 29 de noviembre al 10 de diciembre de 2010.

En la siguiente Tabla 5 se recogen las políticas y medidas aplicadas en la Unión Europea contempladas por la IEA (2011; 2012) por escenario.

<i>Políticas Actuales</i>	<i>Nuevas Políticas</i>	<i>450</i>
<ul style="list-style-type: none"> ● Paquete de medidas de energía y medio ambiente: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Vigencia del RCDE-UE. ✓ Apoyo mediante sistemas de promoción a las tecnologías renovables para que alcancen el 20% de la demanda energética en 2020. ✓ Apoyo financiero para el desarrollo de las tecnologías de CAC, incluyendo el uso de créditos desde el RCDE-UE. ● Cierre anticipado y paulatino de las plantas nucleares en Alemania hasta el final del año 2022. ● Eliminación parcial de barreras para plantas de cogeneración. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Extensión y refuerzo de los sistemas de promoción a las tecnologías de generación de electricidad basadas en energías renovables. ● Eliminación parcial de barreras para plantas de cogeneración. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Vigencia del RCDE-UE, reforzado en línea con el programa <i>EU 2050 Roadmap</i>. ● Refuerzo de las políticas de promoción de las energías renovables por parte de los Estados. ● Medidas de apoyo para el desarrollo de tecnologías de CAC.

Tabla 5.- Políticas y medidas aplicadas en la Unión Europea por escenario. Fuente: IEA (2011; 2012).

La IEA, ante el reciente incremento de las emisiones a nivel mundial en 2010 (5,3%), apuesta por la necesidad real de alcanzar este escenario 450 en el futuro, implicando para ello a toda la comunidad internacional. La dificultad de consecución de los objetivos climáticos propuestos es máxima, debido a que la infraestructura tecnológica presenta un elevado nivel de emisiones de carbono (IEA, 2011).

2.4.2. *Institute for Prospective Technological Studies (IPTS)*

El IPTS (Russ *et al.*, 2009; Ciscar *et al.*, 2012) presenta una evaluación de los impactos tecnológicos y económicos derivados del objetivo de 2°C de incremento límite sobre la temperatura media mundial en comparación con los niveles preindustriales. Para ello emplea dos modelos: POLES, basado en el análisis mundial del sector de la energía, y GEM-E3, modelo de equilibrio general multisectorial, con una visión completa de la economía. La evaluación se realiza sobre el impacto económico del cumplimiento del objetivo medioambiental considerando la existencia o no de un mercado global de comercialización de emisiones, así como diferentes grados de desarrollo de tal mercado. En definitiva analiza los costes de la política de cambio climático.

El modelo POLES presenta una estructura jerárquica de módulos interconectados a varios niveles: nacional, regional e internacional. Estos módulos sirven para definir tecnológicamente aquellos sectores intensivos en el consumo de energía, como el de generación de electricidad, el de hierro y acero, el sector químico, el del aluminio o el cementero, entre otros. El cálculo del consumo de energía dentro de cada sector tiene en cuenta elasticidades variables de actividad, elasticidades de precio, tendencias tecnológicas y posibles efectos de saturación. El modelo divide el mundo en 47 regiones dentro de las que considera un único mercado de

petróleo y tres mercados regionales de gas: América, Asia y Europa. El propio modelo determina de modo endógeno los precios de la energía.

Entre las hipótesis de las que parte el Modelo GEM-E3 a la hora de definir los escenarios estarían las siguientes:

- Los países implementan un sistema de derechos de emisión por sectores similar al RCDE-UE. De esta forma el precio de emisión de carbono se iguala entre los distintos países.
- Los países en vías de desarrollo se comprometen a aplicar el “Mecanismo de Desarrollo Limpio⁷⁵” - con una función similar al mercado de carbono.
- Los países desarrollados tienen acceso al mercado global de emisiones incluyendo los créditos de reducción de emisiones (en adelante, CRE) de los países en vías de desarrollo.
- El modelo contempla un mercado global de carbono no perfecto, con costes de transacción entre países desarrollados y en vías de desarrollo que condicionan la implantación completa de este tipo de mercado⁷⁶.

Para realizar su análisis el IPTS propone seis escenarios agrupados en dos categorías: *Escenario Base* y de *Mitigación*. El horizonte temporal parte de 2005 y las proyecciones alcanzan los años 2010, 2020, 2030, 2040 y 2050.

El escenario *Base* contempla la existencia de un mercado de derechos de emisión vinculado con el RCDE-UE así como de futuras políticas climáticas en otras regiones, el impacto de la crisis económica actual y la evolución de los precios del petróleo. Para el escenario 2020 las emisiones son un 71% más elevadas en comparación con las registradas en 1990. Así mismo se observa un incremento más acelerado de éstas en los países en vías de desarrollo.

Los escenarios globales de *Mitigación* analizados son cinco. Cada escenario es generado a partir de un indicador. Se proponen cuatro:

- El *PIB per cápita* en valores corrientes y expresivo de la capacidad⁷⁷ de costear las acciones de mitigación.
- El *grado de intensidad de la emisión de GEI*⁷⁸.

⁷⁵ Este sistema permite a los países en vías de desarrollo obtener créditos de reducción de emisiones (CRE) equivalentes a una tonelada de CO₂. Estos créditos son comercializados y vendidos a países desarrollados que necesitan de ellos para cumplir los objetivos de reducción de emisiones dentro del Protocolo de Kyoto. Los ingresos derivados de la comercialización de estos créditos son gestionados por el Fondo de Adaptación de Naciones Unidas. Con estos ingresos Naciones Unidas financia proyectos de adaptación y programas en países en vías de desarrollo, aquellos especialmente vulnerables a los efectos negativos del cambio climático.

⁷⁶ Pese a ello la tendencia de estos costes muestra una tendencia de decrecimiento, a medida que se produce una mayor penetración del mercado de carbono en países en vías de desarrollo.

⁷⁷ Los países ricos tienen una capacidad mayor de inversión y de asunción de costes para llevar a cabo medidas de reducción de emisiones de GEI.

- La *tendencia*⁷⁹ de las emisiones observadas de GEI desde 1990 como indicador de “actuación rápida”.
- El *ritmo de crecimiento de la población*⁸⁰, indicador directamente proporcional a la reducción de las emisiones.

El quinto escenario, el escenario *Central*, combina los cuatro indicadores anteriores, considerando la hipótesis de que se alcanza el objetivo de 2°C de incremento límite y que se está ante una comercialización imperfecta de los certificados de emisión a través del RCDE-UE. El planteamiento asume que los costes marginales de reducción de emisiones descienden gradualmente con el paso del tiempo y no se llegan a igualar por sectores a nivel global. Son los precios de emisión de carbono los que varían por regiones debido a diferentes costes de transacción e imperfecciones de mercado, tendiendo a converger. El estudio muestra que el impacto en el PIB será mayor cuanto mayor sea la imperfección del mercado de emisiones⁸¹.

2.4.3. *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*

Los escenarios que revisa el IPCC (IPCC, 2011) están generados a partir de modelos cuantitativos y contemplan diferentes desarrollos estimados de tecnologías que emplean fuentes renovables y otros parámetros relevantes expresivos del papel de estas tecnologías en la reducción de emisiones. La mayoría de los escenarios evaluados provienen de tres fuentes tipo multi-modelo: *Energy Modeling Forum –EMF–*, *Adaptation and Mitigation Strategies Project –ADAM–* y *Report on Energy and Climate Policy in Europe Comparison –RECIPE–*. El IPCC selecciona cuatro escenarios correspondientes cada uno a un tipo de modelo característico en función de la arquitectura empleada y restricciones propias asumidas para presentar el análisis de las proyecciones seleccionadas.

Los modelos evaluados presentan una visión integrada del sistema energético, a largo plazo y de perspectiva global y regional, cuyas decisiones se basan en criterios económicos. En cuanto al nivel tecnológico recogen distintos grados de desarrollo de las energías renovables, tanto en un ámbito regional (supranacional) como global, así como las interacciones existentes entre tecnologías competidoras en forma de escala agregada. Incluyen aquellas políticas necesarias para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones. Los elementos de mayor influencia y

⁷⁸ Para ello se emplea la relación emisiones GEI/PIB, expresiva del potencial de reducción de emisiones. A mayor valor del indicador, mayor proporción de emisiones que se necesitan para generar PIB, y más ambicioso es el objetivo. De esta forma una productividad baja de carbono puede venir provocada bien por un mix energético intensivo en carbono, bien por un elevado grado de ineficiencia energética.

⁷⁹ A mayor reducción desde 1990, menos ambicioso será el objetivo de reducción futuro. Se entiende que cada país hará un esfuerzo mayor en el horizonte del corto plazo o “actuación rápida” por cuanto implicará menores costes. Se convierte así en incentivo para el futuro.

⁸⁰ Aquellos Estados con un incremento mayor de la población, tendrán mayores dificultades para reducir sus emisiones, por lo que los objetivos de reducción de la emisión de GEI por parte del Estado serán menores.

⁸¹ Cifra el impacto de la inexistencia de un mercado de emisiones sobre el PIB en un -1%.

sensibilidad en el análisis del atractivo de estas tecnologías frente al resto de opciones competidoras son los costes y las asunciones de rendimiento de las tecnologías que emplean fuentes renovables. Por ello una infraestimación de los costes conduce a una sobreestimación del desarrollo de las energías renovables y viceversa. El IPCC señala que el desarrollo de las energías renovables sólo es posible si atiende a criterios de sostenibilidad y de aceptación pública. De esta forma se pretende que la demanda futura de energía sea respetuosa con el medio ambiente. Las proyecciones de los cuatro modelos contemplan un incremento de la población y del PIB, que condiciona la futura demanda energética y la participación de las energías renovables, limitaciones en el desarrollo de energías fósiles en relación con la CAC, energía nuclear y aquella procedente de la explotación de fuentes renovables.

2.5. Asunciones macroeconómicas, tecnológicas y climáticas de los escenarios

A continuación se presenta una revisión y comparación de las diferentes asunciones macroeconómicas y energéticas propuestas por las fuentes consultadas. De las tres fuentes consultadas la que mayor información aporta de forma cualitativa y cuantitativa, al tiempo que realiza un análisis más exhaustivo, es la IEA (2011). La información expuesta por el IPTS (Russ *et al.*, 2009; Ciscar *et al.*, 2012) y el IPCC (IPCC, 2011) difiere en forma y contenido de la de la IEA, por cuanto se trata de fuentes centradas en la perspectiva tecnológica y medioambiental.

2.5.1. Crecimiento económico y PIB

La IEA (2011) señala la inestabilidad como característica que mejor define el contexto económico del momento en los países de la OCDE, lo que dificulta la evaluación del comportamiento futuro de la región.

Según la IEA (2011) el crecimiento económico futuro de las economías de la OCDE se verá condicionado negativamente por la realidad económica de inestabilidad que están viviendo estos países desarrollados. Ejemplos de las medidas que repercutirán en el desarrollo y el crecimiento de los Estados y regiones -entre las que está la UE-27- serían: la crisis de deuda soberana y su impacto sobre el sector privado y bancario; la adopción por parte de los Estados de políticas tendentes a la reducción de déficits presupuestarios y niveles de deuda en relación con el PIB; o la implantación de programas de consolidación fiscal. El comportamiento histórico alcista de los precios del petróleo, unido al efecto de la situación de inestabilidad geopolítica en Oriente Medio y Norte de África (regiones que suponen el 35% del crudo y el 20% del gas comercializado a nivel mundial), conducen a expectativas de precio elevado de este recurso.

Las economías domésticas y los sectores productivos dependientes del petróleo, intensivos en el uso de este combustible, destinan una parte importante de su renta a dicho consumo, tanto mayor cuanto más se incrementen los precios. Presentan por ello un valor elevado para la relación entre consumo de petróleo y PIB generado. La subida de los precios del petróleo tiene un doble impacto sobre la economía dependiente: uno de ellos directo sobre la inflación –a través de los precios de los combustibles fósiles- y otro indirecto –por medio de los costes por mayores precios de los inputs-. Este comportamiento, que se produce a nivel global, da lugar a una redistribución de las rentas. Los países receptores (exportadores de recursos energéticos) incrementan las importaciones de bienes y servicios provenientes de las economías que sufren la pérdida neta por importación de combustibles. La IEA (2011) alerta del posible efecto negativo de esta situación sobre los países receptores de rentas, por cuanto pueden verse obligados a establecer unos mayores niveles de precios en el futuro para equilibrar sus presupuestos dependientes de la exportación de recursos energéticos.

Las proyecciones energéticas propuestas son muy sensibles a las asunciones realizadas sobre el comportamiento del PIB (IEA, 2011). Históricamente se da una relación directa entre demanda de energía y evolución del PIB –como medida representativa del crecimiento económico-(IEA, 2011). El grado de desarrollo de las economías y su estructura económica va a condicionar el impacto que tiene sobre el PIB el menor incremento de la demanda derivado de las mejoras en eficiencia y ahorro. Un ejemplo del diferente impacto sobre las economías es la llamada elasticidad del ingreso de la energía (que relaciona el incremento de la demanda de energía en relación con el PIB). Según la IEA (2011) es común que tome valores elevados para aquellos países que están en una etapa inicial de crecimiento y valores reducidos en caso de tratarse de economías maduras.

Las proyecciones de la IEA de crecimiento a medio plazo se basan en las realizadas por el Fondo Monetario Internacional y la OCDE. Para las proyecciones de largo plazo la IEA opta por tomar como referencia los tipos de crecimiento históricos así como las expectativas de crecimiento de la oferta de trabajo e índices de mejora de la productividad laboral. La IEA (IEA, 2011) y el IPCC (IPCC, 2011) se refieren al tipo de crecimiento anual del PIB expresado en términos de poder real de compra⁸² como un indicador fundamental del comportamiento de la demanda energética, actual y futuro. La IEA (2011) contempla un crecimiento importante del PIB (a partir de 2020) de los países que no pertenecen a la OCDE (No-OCDE). La aportación al

⁸² Mide la cantidad monetaria necesaria para comprar la misma cesta de bienes y servicios, comercializados y no comercializados, por moneda de referencia. Se trata de un indicador más fiable que los tipos de interés de mercado a la hora de expresar el nivel de actividad económica. Permite a su vez analizar los principales agentes de la demanda de energía y comparar las intensidades energéticas entre regiones y países. En inglés, *Purchasing Power Parity*.

PIB global de los No-OCDE pasa del 33% en 1985, al 44% en 2010 y al 61% en 2035. La previsión para 2035 es que China suponga el 31% e India el 15% del crecimiento global. El crecimiento de India entre 2009 y 2020 presenta un ritmo anual del 7,7%, pasando a superar a China como economía líder del crecimiento mundial a partir del 2020. Centrando el análisis sobre las perspectivas de la evolución del PIB en la UE-27 (Ilustración 3;Tabla 6) se puede observar cómo las fuentes consultadas coinciden en un tipo de crecimiento anual⁸³ hasta 2020 entre el 2% y el 2,20%. Para el período 2010-2035/2040 el valor se encontraría entre el 1,7% y el 1,9%. En todo caso la evolución prevista para la UE-27 sería menor a la del resto de regiones o países analizados.

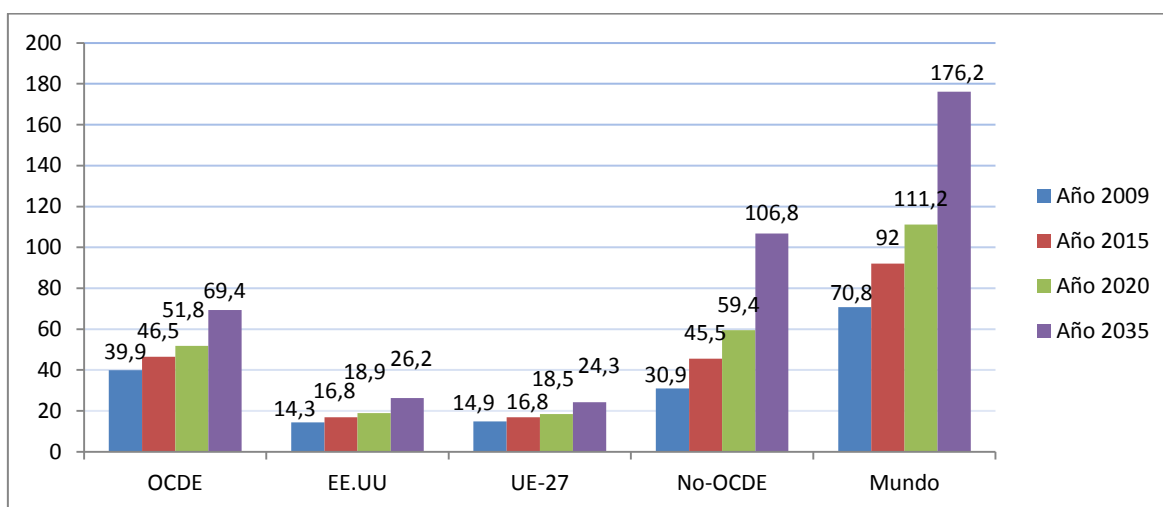


Ilustración 3.- Proyecciones del PIB (términos reales) por región. En billones \$2010. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011).

Las tres fuentes consultadas estiman un crecimiento menor del PIB provocado por el impacto negativo de los costes relacionados con la puesta en marcha de medidas diversas de mitigación.

La IEA (2011), que considera el mismo comportamiento del PIB para sus tres escenarios, propone un menor crecimiento debido a los mayores costes asociados con las inversiones en tecnologías bajas en emisiones (escenario 450) y al mayor nivel de precios (escenario *Políticas Actuales*). Señala que para el caso del escenario 450 sería posible contemplar un nivel de transformación tecnológica tal que permitiera obtener unos beneficios económicos procedentes de la reducción del daño medioambiental, que llegado el caso podrían compensar o superar estas pérdidas directas en el PIB. El IPTS presenta una relación semejante, de tal modo que adoptar una política de reducción de emisiones llevaría en todos los escenarios de

⁸³ Tipo de crecimiento anual acumulativo = $\left[\left(\frac{X_n}{X_0} \right)^{\frac{1}{n-0}} - 1 \right]$, siendo X_0 el valor en el momento inicial, y X_n el valor en el momento final, ambos del período objeto de estudio.

Mitigación a un impacto negativo en el PIB y en el bienestar de los países desarrollados. En los países en vías de desarrollo el impacto sobre el bienestar es positivo, por cuanto que, como países vendedores netos de certificados de emisiones (CER) que son, destinarían los beneficios hacia el consumo extra (incremento del bienestar), en vez de destinarlo a inversiones e incrementar así su PIB. El IPCC sigue la misma línea y afirma que la reducción de emisiones de GEI suele llevar consigo la reducción del PIB. Pese a ello señala que no hay evidencias de que exista una correlación intensa entre el desarrollo de las energías renovables y los precios de carbono.

País/Región	Tipo de crecimiento anual acumulativo	
	2009-2020	2009-2035
IEA (2011)		
OCDE	2,40%	2,20%
EE.UU	2,60%	2,40%
UE-27	2,00%	1,90%
No-OCDE	6,10%	4,90%
Mundo	4,20%	3,60%
IPTS (Russ <i>et al.</i> , 2009)	2010-2020	2010-2040
UE-27 (Escenarios <i>Base</i> y <i>Mitigación</i>)	2,20%	1,70%
IPCC (2011)	2007-2030	2007-2050
Mundo (Escenario IEA- <i>WEO2009</i>)	2,05%	1,88%
Mundo (Escenario <i>ReMIND-RECIPE</i> ⁸⁴)	0,56%	1,20%
Mundo (Escenario <i>MiniCAM-EMF22</i> ⁸⁵)	-0,51%	0,57%
Mundo (Escenario <i>ER-2010</i>)	2,05%	1,88%

Tabla 6.- Proyecciones de PIB (términos reales) por región. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011), IPTS (Russ *et al.*, 2009) e IPCC (2011).

2.5.2. Evolución de la población

El comportamiento de la población presenta una relación directa sobre el tamaño y composición de la demanda energética, e indirecta sobre el crecimiento económico y el desarrollo. Es por ello que la evolución de la población puede ser considerada un indicador relevante del comportamiento energético. A la hora de establecer valores para las proyecciones de crecimiento poblacional la IEA (IEA, 2011) se basa en las realizadas por Naciones Unidas. La IEA contempla un crecimiento de la población hasta 2035, lo que afectaría positivamente a la demanda energética global. El incremento se sitúa en torno al 26% entre los años 2009 (6.800 millones) y 2035 (8.600 millones). La contribución mayor a este incremento (90%) provendrá de los países No-OCDE que aumentan su peso en la población mundial. En la

⁸⁴ El modelo supone que las decisiones de inversión están condicionadas por el conocimiento de cambios en precios y desarrollos de las tecnologías. Incorpora gran variedad de fuentes (eólica, solar, biomasa, hidráulica y geotérmica), algunas de ellas (solar PV y eólica) son parametrizadas como tecnologías en aprendizaje (*learning technologies*).

⁸⁵ Desarrollado como parte del Estudio 22 del *Energy Modelling Forum*. Parte del modelo de evaluación integrada MiniCAM, precursor del modelo de evaluación integrada *Global Change Assessment Model*.

Tabla 7 se pueden observar los tipos de crecimiento anuales por períodos y por fuente consultada. La IEA contempla una tendencia de crecimiento menor entre 2020 y 2035. En cuanto a la UE-27 hay disparidad entre las fuentes ya que la IEA contempla un tipo de crecimiento anual entre 2009 y 2035 del 0,20% y el IPTS presenta un ritmo negativo del 0,04% (Tabla 7).

Crecimiento de población por país o región	Tipo de crecimiento anual acumulativo		
	2009-2020	2020-2035	2009-2035
IEA (2011)			
OCDE	0,50%	0,30%	0,40%
EE.UU	0,80%	0,70%	0,70%
UE-27	0,30%	0,10%	0,20%
No-OCDE	1,20%	0,90%	1,00%
Mundo	1,10%	0,80%	0,90%
IPTS (Russ <i>et al.</i> , 2009)	2010-2020	2020-2040	2010-2040
UE-27	0,06%	-0,09%	-0,04%
IPCC (2011)			2007-2030
Mundo (Escenario IEA- WEO2009)			0,96%
Mundo (Escenario ReMIND-RECIPE)			0,97%
Mundo (Escenario MiniCAM-EMF22)			0,83%
Mundo (Escenario ER-2010)			0,96%

Tabla 7.- Tipos de crecimiento anuales de las proyecciones de población. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011), IPTS (Russ *et al.*, 2009) e IPCC (2011).

La IEA recoge además el nivel de urbanización como aquel indicador que transmite información sobre la relación directa y positiva entre el número de ciudadanos con acceso a los distintos servicios energéticos y de calidad y la demanda. Cuanto mayor sea el número de ciudadanos con acceso a los servicios, mayor será la demanda a satisfacer. Los países en vías de desarrollo muestran grandes diferencias en el acceso a servicios energéticos de calidad entre zonas urbanas y rurales, caso opuesto a los países desarrollados. Se da una relación positiva y directa entre nivel de renta y acceso-uso de la energía. En el caso de la UE-27 el factor de urbanización en 2009 alcanza el 74%, y en 2035 la previsión es que llegue al 81%. A nivel mundial este valor se incrementa del 50% al 61% en el horizonte comentado 2009-2035.

2.5.3. Precios de la energía

El comportamiento de los precios de las fuentes energéticas condiciona los patrones de oferta y de demanda de energía. La IEA (2011) establece diferentes niveles de precios en función de los escenarios y de las medidas aplicadas por los agentes reguladores para la reducción de la demanda. Las proyecciones de precios toman como referencia el promedio de los precios finales por combustible empleado, de generación de electricidad y de otros sectores de transformación, tanto a nivel internacional como interno. Los precios de la electricidad para los

consumidores finales incluyen los costes de generación, de transmisión y distribución, así como aquellos asociados con el sistema de operación de electricidad y gestión de clientes (facturación y contadores). En algunos países estos precios difieren debido a distintas tasas y primas repercutidas sobre los consumidores finales; por ejemplo, sistemas de fomento de las energías renovables. La IEA propone realizar las interpretaciones de las tendencias propuestas con cautela por cuanto las desviaciones posibles (mayores o menores) de los precios establecidos dependerán del comportamiento real a corto plazo de la oferta y la demanda, o de situaciones geopolíticas, entre otras. En la Tabla 8 se recogen los datos relativos a los precios del petróleo, del gas natural y del carbón así como de las emisiones de CO₂ para las fuentes consultadas.

Analizando las proyecciones para el precio del petróleo, se puede observar cómo el comportamiento de los precios entre 2010 y 2030-2035 sigue una tendencia alcista para los escenarios *Nuevas Políticas* y *Políticas Actuales* de la IEA (2011) y del IPTS (Russ *et al.*, 2009) y contraria en el escenario 450, para el que se contempla una demanda menor de petróleo (Tabla 8; Ilustración 4). La evolución de los precios finales del petróleo presenta una relación directa con el grado de implementación de la regulación establecida para contener el incremento de la demanda. La proyección para 2020 recoge unos precios del petróleo que oscilan entre los 97\$/barril (450) y los 118\$/barril (*Políticas Actuales*), alcanzando los 134\$/barril para el 2030 (*Políticas Actuales*). La menor demanda de petróleo contemplada para el escenario 450 obliga al abandono de la producción que genera mayores costes. La puesta en marcha de medidas administrativas situaría el precio final de los combustibles petrolíferos para el transporte al mismo nivel que en el escenario *Políticas Actuales*. Con ello se conseguiría que no se trasladara directamente a los consumidores finales la rebaja de los precios del petróleo alcanzada por medidas regulatorias, evitando de esta forma el más que seguro aumento de la demanda. En el escenario *Políticas Actuales* es la mayor demanda la que conduce a un mayor nivel de precios en comparación con el escenario *Nuevas Políticas*.

Precios del petróleo (barril)								
Año	2010	2020	2030	2035	2010-2020	2020-2030	2010-2030	2010-2035
IEA (2011) en \$2010								
<i>Nuevas Políticas</i>	78,10	108,60	117,30	120,00	3,4%	0,8%	2,1%	1,7%
<i>Políticas Actuales</i>	78,10	118,10	134,50	140,00	4,2%	1,3%	2,8%	2,4%
450	78,10	97,00	97,00	97,00	2,2%	0,0%	1,1%	0,9%
IPTS (Russ <i>et al.</i> , 2009) en \$2005								
<i>Base</i>		73,00	89,00		N/D	2%	N/D	N/D
Precios del gas natural (Mbtu ⁸⁶).								
Año	2010	2020	2030	2035	2010-2020	2020-30	2010-2030	2010-2035
IEA (2011) en \$2010								
<i>Nuevas Políticas</i>	7,50	10,40	11,70	12,10	3,3%	1,2%	2,2%	1,9%
<i>Políticas Actuales</i>	7,50	11,00	12,60	13,00	3,9%	1,4%	2,6%	2,2%
450	7,50	9,80	9,70	9,40	2,7%	-0,1%	1,3%	0,9%
Precios del carbón (ton)								
Año	2010	2020	2030	2035	2010-2020	2020-30	2010-2030	2010-2035
IEA (2011) en \$2010								
<i>Nuevas Políticas</i>	99,20	103,60	109,30	110,00	0,4%	0,5%	0,5%	0,4%
<i>Políticas Actuales</i>	99,20	109,00	115,90	118,40	0,9%	0,6%	0,8%	0,7%
450	99,20	93,30	73,70	67,70	-0,6%	-2,3%	-1,5%	-1,5%
Precios de emisión de CO ₂ (ton).								
Año	2010	2020	2030	2035	2010-2020	2020-30	2010-2030	2020-2035
IEA (2011) en \$2010								
<i>Nuevas Políticas</i>	N/D	30,00	40,00	45,00	N/D	2,9%	N/D	2,7%
<i>Políticas Actuales</i>	N/D	30,00	40,00	45,00	N/D	2,9%	N/D	2,7%
450	N/D	45,00	95,00	120,00	N/D	7,8%	N/D	6,8%
IPTS (Russ <i>et al.</i> , 2009) en €/ton.								
<i>Base RCDE-UE</i>	20	N/D	24	N/D	N/D	1,8%	N/D	N/D
<i>Central (M. Imperfecto)</i>	N/D	44,5	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
<i>Central (M. No Global)</i>	N/D	72	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
<i>Central (M. Perfecto)</i>	N/D	22	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
IPCC (2011) en US\$/ton CO ₂ eq.								
IPCC (2011)		<100 <200 <300	<100 <200 <300	<100 <200 <300				

Tabla 8.- Precios y tipos de crecimiento anual acumulativo del petróleo, gas natural y CO₂. Años 2010, 2020, 2030 y 2035. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la IEA (2011) e IPTS (Russ *et al.*, 2009).

⁸⁶ Miles de *British Thermal Units*. Cada *BTU* equivale a 252 calorías.

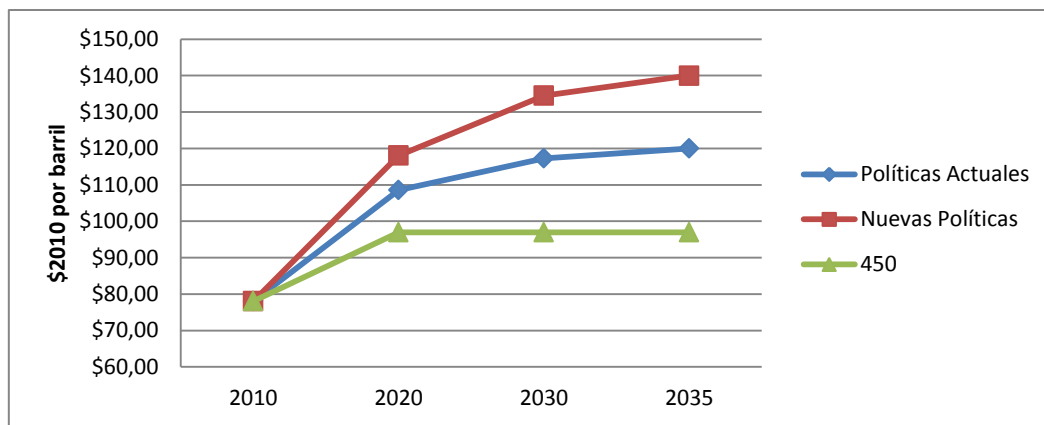


Ilustración 4.- Evolución de los precios del petróleo (\$2010 por barril). Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011).

En el caso del gas natural los precios en los países de la OCDE presentan un comportamiento histórico de correlación elevada con los precios del petróleo. La razón reside tanto en las cláusulas contractuales de indexación de precios a largo plazo, como en la competencia directa entre ambos combustibles para generación de electricidad en mercados finalistas. En Europa y Asia la mayor parte del gas se comercializa mediante contratos de largo plazo con precio indexado con el del petróleo (o con precios *spot* del gas). Por el contrario en EE.UU., Reino Unido, Australia y en Europa Continental el precio del gas se establece en relación a un mercado competitivo (75% del total del gas empleado en la OCDE). Según la IEA (2011) estas diferencias en el establecimiento de los precios se trasladan a los precios finales.

En la UE-27 se ha producido una subida de los precios *spot* del gas. Esta subida fue entendida como respuesta al incremento de la demanda y de los precios de combustibles alternativos (carbón) (IEA, 2011). En el caso de los EE.UU., la incorporación a la oferta del gas natural no convencional (*shale gas*) tiene un efecto reductor sobre el precio de este combustible, aunque la IEA prevé un incremento paulatino del mismo debido al crecimiento de los costes de producción a medida que sea más difícil su extracción. Adicionalmente, la mayor participación del gas natural licuado (en adelante, GNL) en la oferta mundial de gas, así como de las oportunidades para su comercio en el corto plazo, contribuirá a la convergencia gradual de los precios regionales a lo largo del período considerado. Sin embargo, la existencia de diferencias significativas por región (EE.UU., Europa y Japón), reflejo del aislamiento entre mercados producido por unos elevados costes de transporte entre regiones, hará que esta convergencia no sea total. La evolución de los precios del gas de la IEA⁸⁷ es de crecimiento, más acusado en el período 2010-2020 (Tabla 8; Ilustración 5). Al estar correlacionada esta evolución con la tendencia alcista del petróleo, lleva a niveles de crecimiento anual para los períodos 2010-

⁸⁷ Incluyen las reservas de gas no convencional o *shale gas*.

2030 y 2010-2035 similares a los del petróleo. Del mismo modo, se repiten los patrones por escenarios. Los mayores tipos de crecimiento se observan en el escenario *Políticas Actuales*, y los menores en el escenario *450*. La evolución final depende del esfuerzo regulatorio en cuanto a políticas implementadas para frenar el crecimiento de la demanda energética.

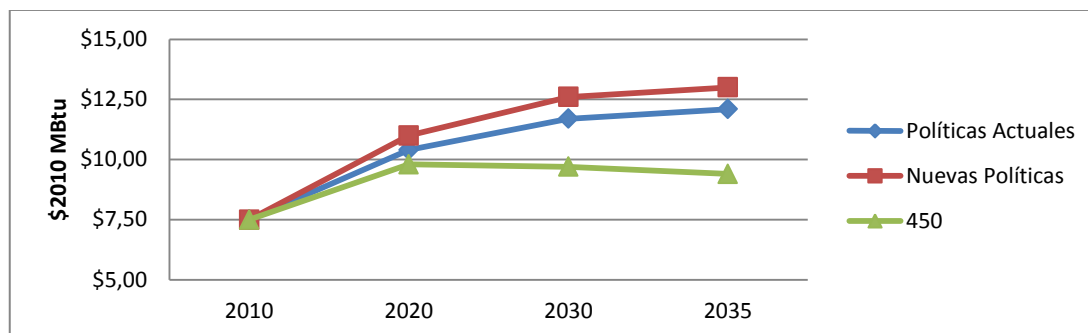


Ilustración 5.- Evolución de los precios del gas natural (\$2010 MBtu). Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011).

El análisis del comportamiento de los precios del carbón difiere en función del tipo de vía empleada para transportarlo. El precio del carbón transportado por mar se ha caracterizado por seguir la tendencia del comportamiento del petróleo y del gas y de esta forma incorporar las dinámicas de la competencia entre combustibles y la influencia de los precios del petróleo en los costes de transporte del carbón en las minas a cielo abierto (IEA, 2011). Sin embargo los precios del carbón transportado por vía terrestre no se ven condicionados por los del resto de combustibles fósiles. De hecho la IEA (2011) apunta que la caída de los precios del carbón en la primera década de este siglo en comparación con los del petróleo y del gas se debió a las restricciones de carácter medioambiental impuestas en los países de la OCDE, a la que se le añade la competencia natural con otros recursos energéticos. La reciente recuperación de los precios del carbón tiene su origen en el incremento de la presión provocada por la mayor demanda de este combustible por parte de China y de otras economías emergentes. En los escenarios propuestos por la IEA destaca el reducido valor que toma el precio de este combustible en el *450* debido al cambio en el patrón tecnológico de producción hacia el uso de tecnologías que emplean combustibles más limpios (Tabla 8; Ilustración 6).

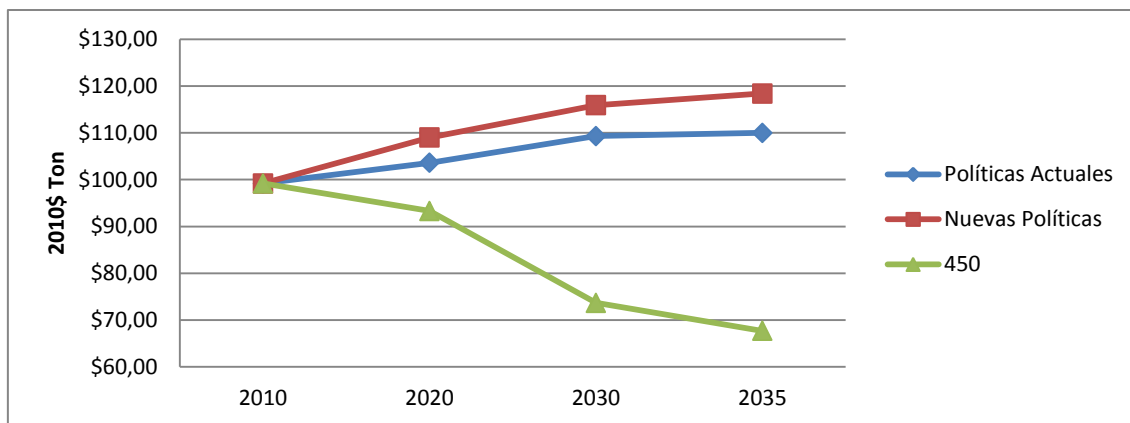


Ilustración 6.- Evolución de los precios del carbón (\$2010 por tonelada). Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011).

En cuanto al precio de emisión de CO₂, los mecanismos contemplados para repercutir en el mercado el precio de las emisiones (vía comercialización de certificados o impuestos) alteran de forma significativa la competencia entre combustibles vía precios, lo que tiene un impacto directo en las decisiones de inversión en el sector energético. En el escenario *Políticas Actuales* se contempla un precio de emisión limitado al del Sistema de Emisiones de Nueva Zelanda y de la UE-27 (30\$/tonelada en 2020 y 45\$/tonelada en 2035, en \$2010) (Tabla 8). Para el caso del escenario *Nuevas Políticas* se establecen los mismos precios que para el escenario *Políticas Actuales* y se asume la implantación de diferentes sistemas de precios de emisión (Australia en 2012, Corea en 2015 o China en 2020, entre otros) así como su inexistencia para EE.UU. y Canadá. En 2015 para Canadá, Japón y los EE.UU. se asume la existencia de un “precio sombra”⁸⁸ en los proyectos de inversión de generación de electricidad. La consideración de este coste implícito permite incorporar la incertidumbre y el impacto de las medidas de cambio climático de potencial aplicación. El planteamiento considera sólo como realizables aquellos proyectos que continúen siendo rentables aún incorporando un sistema de precios de emisiones. La IEA (2011) asume en el escenario 450 que la totalidad de las entidades reguladoras de todos los países de la OCDE incluyen el precio de las emisiones de CO₂ y su convergencia paulatina a partir de 2025, alcanzando los 120\$/tonelada en 2035 (45\$ para los de *Nuevas Políticas* y *Políticas Actuales*). Para los países No-OCDE el escenario plantea la posible asunción de precios de emisión en países como China, Rusia, Brasil o Sudáfrica.

⁸⁸ Se entiende aquel precio implícito a incorporar a la estructura de costes de las tecnologías emisoras de GEI que permite considerar la posible puesta en marcha de políticas climáticas que penalicen la producción derivada de estas tecnologías. La IEA (2012) advierte que la inclusión de este precio no implica la asunción de la existencia de un sistema explícito de precios de emisión.

El IPTS (Russ *et al.*, 2009) presenta diferentes valores para los precios de emisión de CO₂ en 2020 según el nivel de desarrollo⁸⁹ del mercado global de emisiones en el escenario *Central* (Tabla 8). Los precios que se alcanzarían serían comparativamente superiores a los presentados por la IEA para 2020. En el escenario *Base* (Tabla 8) el precio en el mercado vinculado con el RCDE-UE se sitúa por debajo de los de la IEA (20€/ton.CO₂ en 2010 y 24€/ton.CO₂ en 2030).

El IPCC (IPCC, 2011) recoge genéricamente para distintos países y regiones límites del coste (definido como US\$/tonelada CO₂ equivalente). Este organismo sitúa el precio para los horizontes 2020, 2030 y 2050 entre valores inferiores a 100, 200 o 300\$/tCO₂-eq. (Tabla 8; Ilustración 7).

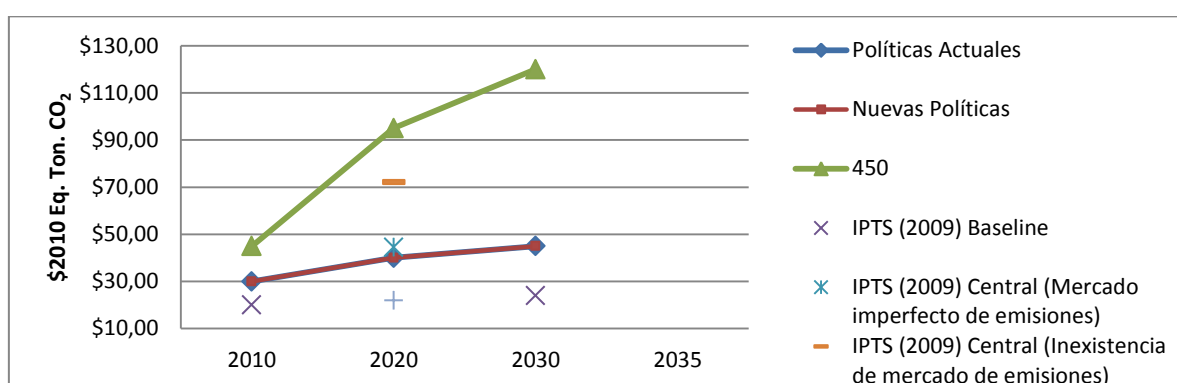


Ilustración 7.- Evolución de los precios de emisión de CO₂ (\$2010 por tonelada de CO₂ equivalente).
Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011) e IPTS (Russ *et al.*, 2009).

2.5.4. Tecnología

La evolución tecnológica, en forma de mejoras en eficiencia o de nuevas tecnologías, tiene un impacto directo sobre la proyección de la demanda de energía. Sin embargo, la incertidumbre dificulta y condiciona en gran medida el desarrollo e incorporación de nuevas tecnologías. La implementación de mejoras, vía desarrollo tecnológico o vía comercialización, permite generar y suministrar energía de un modo más limpio, seguro y menos costoso. Si además se logra a través de fuentes de energía autóctonas (renovables), se estaría consiguiendo reducir la dependencia energética del exterior.

Como se señaló en el capítulo 1 la larga vida útil de los activos energéticos conduce a unos tipos reducidos de rendimiento de la inversión. La minoración de costes y el menor apuntamiento de la curva de aprendizaje por tecnología favorecen el desarrollo y la

⁸⁹ Define tres tipos de mercados para la comercialización de permisos de emisión: imperfecto, perfecto y ausencia del mismo. El mercado perfecto está caracterizado por la libre comercialización de permisos entre países y sectores. El mercado imperfecto contempla la existencia de una comercialización internacional de tipo gradual mediante incorporaciones sucesivas de países y sectores. La ausencia de mercado global impediría la comercialización entre países, lo que obligaría a los Estados a alcanzar los objetivos de reducción únicamente a través de la aplicación de políticas internas (Russ *et al.*, 2009).

generalización de su uso. El hecho de que las tecnologías impliquen infraestructuras con largos períodos tanto de construcción como de desmantelamiento, y por ello de elevados costes, condiciona el impacto positivo de las medidas adoptadas contra el cambio climático. En este sentido la IEA propone replantear la aplicación actual de ciertas tecnologías, así como modificar las potencias instaladas antes que aplicar un sistema rígido de intervención regulatoria que lleve a la clausura anticipada⁹⁰ de plantas de producción⁹¹ y al consiguiente incremento de los costes de las políticas implementadas. El IPCC (2011) señala que la inversión necesaria para lograr el mantenimiento de los niveles de investigación y desarrollo que hagan posible el incremento de la competitividad de las tecnologías renovables debería de alcanzar el 1% del PIB mundial.

El desarrollo e implementación de las tecnologías por escenario dependen fundamentalmente de las políticas aplicadas por los gobiernos y de los precios de la energía. De esta forma, para el escenario *450* (IEA, 2011) se contempla un desarrollo tecnológico más veloz y una sustitución, modernización o clausura de activos energéticos más intensa, que haría posible el cumplimiento de los objetivos medioambientales. Para conseguirlo, se asume la existencia de ayudas gubernamentales (impuestos, primas, precios de emisión, medidas regulatorias o inversiones públicas). El escenario *Políticas Actuales* (IEA, 2011) presenta un desarrollo más lento de la tecnología y del cambio tecnológico debido a la inexistencia de medidas públicas, lo que lleva a que las mejoras tecnológicas producidas sean costeadas por los elevados precios energéticos contemplados. Finalmente, en el escenario *Nuevas Políticas* se contempla un desarrollo parcial de algunas de las nuevas tecnologías (CAC, biocombustibles en 2015, pilas de hidrógeno en 2020, etc.).

Un ejemplo de tecnología en vías de desarrollo es la de CAC. El IPTS (Russ *et al.*, 2009) define esta tecnología como clave a la hora de alcanzar los objetivos de reducción de emisiones a nivel global. Así mismo destaca que sería necesario un marco legal sólido como el adoptado en la UE-27 para asegurar su desarrollo. En la actualidad esta tecnología aún está en sus primeros estadios de desarrollo, con unos costes marginales de incorporación y mejora que superan en mucho los precios de emisión de carbono, y con un impacto medioambiental a gran escala todavía no conocido. Pese a ello el IPTS supone que a partir de 2020 casi la totalidad de las plantas de generación que empleen combustibles fósiles tendrán incorporada esta tecnología. Este organismo plantea en el escenario *Central 2030* un desarrollo muy rápido de esta tecnología, que la conduce a alcanzar una participación del 18% sobre el total de electricidad

⁹⁰ Antes de que éstos hayan cumplido su vida útil.

⁹¹ Se refiere al cierre de una instalación productiva en un momento previo al fin de la vida útil de la inversión.

generada a través de combustibles fósiles. El potencial de expansión es mayor para Estados Unidos y para China que para la UE-27.

En un documento reciente (*Zero Emissions Platform [ZEP]*, 2012) la UE-27 confirma su apuesta por el desarrollo de esta tecnología. La sitúa como un complemento a gran escala del desarrollo de las renovables dentro de las políticas de reducción de emisiones. De hecho se sitúa en el año 2030 la viabilidad de su aplicación comercial, incluyendo la visión de la IEA hacia 2020, donde la tecnología CAC debería ser desarrollada si no se quiere incrementar el coste de alcanzar el objetivo de los 2°C en un 70%. Para conseguir su implementación comercial se advierte de la necesidad de que existan políticas de impulso, debido a que el mercado no la favorecerá. La reducción del precio de los permisos de emisión no hace más que crear más dudas sobre la inversión a largo plazo y la viabilidad económica de los proyectos en esta tecnología. Por ello la toma de acciones políticas al respecto se convierte en un elemento necesario. En el horizonte 2030 se propone que los precios de emisión se sitúen en el mismo nivel que los costes de reducción de emisiones -por lo menos para las nuevas plantas de combustibles fósiles-. Serían necesarias además otras ayudas complementarias al sistema de certificados de emisión para impulsar la implementación de nuevas tecnologías, pero en la misma línea que este sistema. El reciente programa NER300 (EC, 2012d) impulsado por la Comisión Europea es uno de los mayores programas de I+D+I que promueve y ayuda al desarrollo de proyectos con tecnología CAC y renovable. Los Estados donde se están llevando a cabo actualmente estos proyectos son Reino Unido (4), Polonia (1), Italia (1) y Francia (1).

Según la IEA (2011), el desarrollo de CAC para las plantas de carbón y gas natural es limitado debido a los elevados costes y la naturaleza de las políticas gubernamentales adoptadas. Su existencia está vinculada necesariamente a la de sistemas de precios de emisión y aunque prevé que su coste vaya disminuyendo a lo largo del período no es hasta el final del mismo cuando esta tecnología resulta competitiva. El escenario *Nuevas Políticas* recoge una participación en torno al 3% para el carbón, equivalente a un 1% del total de la electricidad generada. Para el gas natural la IEA (2011) contempla el mismo peso del 1% sobre el total de la electricidad generada en 2035. El escenario 450 propone para 2035 que un 60% de las plantas de carbón empleen CAC. Esta participación dentro del total de electricidad generada supone un 9%.

El posible retraso en 10 años de la incorporación y el uso comercial de esta tecnología obligaría a realizar una inversión alternativa un 8% más costosa que la propuesta en el escenario 450 de la IEA (IEA, 2011) para el intervalo 2011-2035 y un 12% más costosa los últimos cinco años del período considerado. El nivel de reducción de emisiones es similar al planteado en el comentado escenario 450. De hecho, la IEA (2011) propone la mejora y modernización de las

plantas existentes mediante la introducción de la tecnología CAC en caso de que acontezca el desarrollo tardío de esta tecnología. Llevar a cabo esta mejora de las plantas es la alternativa que implica un menor coste en comparación con otras como el cierre⁹² anticipado de plantas o las inversiones adicionales en tecnologías de generación de electricidad que impliquen bajas emisiones.

La tecnología nuclear experimentaría un crecimiento según el IPTS (Russ *et al.*, 2009) en ambos escenarios (*Base* y *Central*). Mientras que el *Base* contempla un incremento en capacidad y producción del 40% entre 2005 y 2020 debido en gran medida a la influencia de una subida de precios de combustibles fósiles, en el *Central*, el incremento alcanza el 80% en el mismo período 2005-2020. Por regiones, los países en vías de desarrollo lideran el incremento (con más del 50%), y se asume para la UE-27 un crecimiento nulo entre 2005 y 2020 para ambos escenarios debido a la política de revisión de seguridad planteada por los Estados Miembros. La IEA (2011) propone un escenario de menor participación nuclear en la UE-27 atendiendo al menor grado de aceptación posterior al accidente de Fukushima Daiichi. Recoge la realización de pruebas de estrés a los 143 reactores europeos en el año 2011, así como el más que posible cierre de aquellos reactores no viables o inseguros. Se apuesta por endurecer y hacer más restrictivo el marco regulatorio en cuanto a seguridad en esta tecnología. Ello podría retrasar en determinados casos la puesta en funcionamiento de nuevos reactores. Entre los Estados europeos dependientes de la tecnología nuclear para generación de electricidad destaca Francia, con una dependencia del 75-80%. Este país contempla el retraso de la puesta en funcionamiento de nuevos reactores y se está replanteando su apuesta por incrementar la participación de renovables en la cartera de generación de electricidad.

En cuanto a la evolución de las energías renovables, el IPCC desvincula completamente la implantación de políticas contra el cambio climático con una mayor implementación de estas tecnologías, al tiempo que limita (además) su desarrollo. Tal es el caso de aquellos escenarios base que, aunque no contemplan la implementación de políticas de mitigación, sí recogen desarrollos importantes de las tecnologías que emplean fuentes renovables. La mayoría de los escenarios base presentan para la producción de energías renovables unos incrementos entre el 56% y el 290%, para el período 2008-2050. Algunas aplicaciones basadas en tecnologías renovables son consideradas económicamente competitivas incluso en ausencia de políticas climáticas. Ello se debe a la disponibilidad limitada de los recursos fósiles a largo plazo y a las

⁹² La IEA (2011) recoge tanto la opción de cierre de aquellas plantas de generación de electricidad que han sobrepasado la vida útil económica como de aquellas otras que no la han alcanzado. La primera lleva implícito un coste menor que la segunda opción.

mejoras en costes (de producción e instalación) y en eficiencia⁹³. La no disponibilidad de ciertas tecnologías repercutiría sobre los costes de reducción de emisiones GEI incrementándolos, lo que provocaría la no consecución de la estabilización de bajos niveles de concentración de GEI. Los escenarios asumen que algunas de las tecnologías renovables son atractivas medioambiental y económicamente por cuanto son competitivas a precios corrientes de mercado. En el horizonte 2050 las tecnologías que explotan fuentes renovables están llamadas a jugar un papel fundamental de dominio frente al resto de tecnologías y para la mayoría de los escenarios, llegando a alcanzar participaciones cercanas al 50% del total de la demanda de energía primaria global en aquellos escenarios que no contemplan límites al desarrollo. Para el IPTS (Russ *et al.*, 2009) la electricidad generada a partir de renovables en la UE-27 alcanza un valor superior al 220% en 2020 y al 310% en 2030, respecto a 1990 en ambos escenarios. La participación en el mix de generación de energía primaria de las renovables supone un 17% en 2020 y un 18,3% en 2030. En ambos casos, y contradiciendo a lo recogido por el IPCC, las políticas climáticas sí favorecerían el desarrollo de las energías renovables.

2.5.5. Medio ambiente y emisiones de gases de efecto invernadero

El compromiso global por la lucha contra el cambio climático busca reducir las emisiones de CO₂ con el objetivo a largo plazo de lograr mantener el incremento de temperatura en los 2°C en comparación con aquella a niveles preindustriales. El uso de combustibles fósiles tiene como externalidad negativa la emisión de GEI. En este contexto, la reducción de las emisiones se conseguirá, entre otras medidas, a través de la captación y almacenamiento del carbono resultado de la combustión fósil, y mediante la reducción de la utilización de combustibles fósiles. Tal reducción será posible si se logra la sustitución de los combustibles fósiles tradicionales –carbón y petróleo, principalmente- por otros con menor nivel de emisiones (gas natural) o por aquellos con emisiones nulas (nuclear y renovables).

La dependencia del petróleo de las economías (sobre todo del sector del transporte) dificulta la consecución de los compromisos de reducción de emisiones. Entre las medidas articuladas por los gobiernos de los diferentes Estados europeos, estarían la mejora de la eficiencia con la reducción de la intensidad energética (unidad de energía/unidad de PIB generado), las actuaciones sobre el consumo, el fomento de renovables, o los sistemas de comercialización de certificados de emisión, etc.). La IEA (2011) presenta diferentes niveles de reducción de emisiones para la UE-27 en función del escenario analizado. En la Ilustración 8 y en la Tabla 9 se puede observar cómo la mayor reducción para el período considerado (2009-2035) se corresponde con el escenario 450 (-49%), que contempla la aplicación de políticas restrictivas

⁹³ Estas mejoras posibilitarían la disminución de los costes de producción de la mayoría de las tecnologías.

en cuanto a emisiones y un cambio tecnológico (descarbonización) hacia fuentes de energía libres de emisiones de carbono.

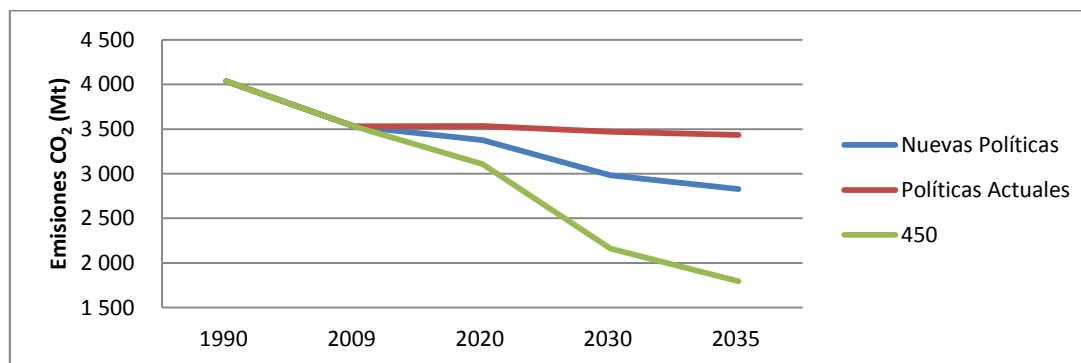


Ilustración 8.- Evolución de las emisiones CO₂. UE-27. Horizonte 2035. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011).

Emisiones de CO ₂									
IEA (2011) (Mt)									
UE-27	1990	2009	2020	2030	2035	2009-2020	2020-2030	2030-2035	2009-2035
<i>Nuevas Políticas</i>	4.035	3.529	3.377	2.981	2.827	-4,3%	-11,7%	-5,1%	-19,9%
<i>Políticas Actuales</i>	4.035	3.529	3.533	3.469	3.434	0,1%	-1,8%	-1,0%	-2,7%
<i>450</i>	4.035	3.529	3.107	2.162	1.796	-11,9%	-30,4%	-17,0%	-49,1%
IPTS (Ciscar <i>et al.</i> , 2012)									
Situación del mercado de emisiones					Objetivo 2020 para la UE-27 en comparación con emisiones 2005				
Inexistencia de un mercado global					-24% (-30% emisiones de 1.990)				
Existencia de un mercado gradual-imperfecto y global					-19% (Reducción interna, sin acudir al mercado de emisiones)				
Existencia de un mercado perfecto y global					-18% (Reducción interna, sin acudir al mercado de emisiones)				
IPCC (2011)									
Emisiones CO ₂ (fósil + industrial) en Gt CO ₂ /año		2007	2030	2050	2007-2030	2030-2050	2009-2050		
Mundo (Escenario IEA- WEO2009)		27,4	38,5	44,3	40,5%	15,1%	61,7%		
Mundo (Escenario ReMIND-RECIPE)		27,4	26,6	15,8	-2,9%	-40,6%	-42,3%		
Mundo (Escenario MiniCAM-EMF22)		27,4	29,9	12,4	9,1%	-58,5%	-54,7%		
Mundo (Escenario ER-2010)		27,4	18,4	3,7	-32,8%	-79,9%	-86,5%		

Tabla 9.- Evolución de las emisiones de CO₂ en la UE-27 y en el mundo. Porcentajes de reducción por período. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IEA (2011), Ciscar *et al.* (2012) e IPCC (2011).

En el escenario *Nuevas Políticas* la reducción alcanza el -20%, mientras que en el escenario *Políticas Actuales* ésta apenas supone un -2,7% para el período 2009-2035. Según la IEA, en el escenario *Nuevas Políticas* se contempla sólo la implantación efectiva de un tercio de las medidas de cambio necesarias para limitar el incremento medio de la temperatura a 2°C. En este mismo escenario, las emisiones de CO₂ continuarían incrementándose a nivel global, y hasta alcanzar un crecimiento del 20%, pasando de los 30,4Gt en 2010 a los 36,4Gt en 2035 (IEA, 2011). Ello implicaría un incremento de temperatura final media de 3,5°C, superior a los

2°C de referencia. En términos acumulados las emisiones globales de CO₂ de los próximos 25 años supondrían tres cuartas partes de las emisiones totales entre 1900 y 2010. Los países No-OCDE tomarían el liderazgo de las emisiones de los de la OCDE para el período 2010-2035⁹⁴, y se equipararían las medias de emisiones per cápita por regiones hasta alcanzar las 7,5 toneladas per cápita en 2035⁹⁵. El sector energético, responsable del 65% de las emisiones de GEI en 2010, alcanzaría en 2035 el 72% del total de emisiones. Dentro de éste, la generación de electricidad supone el 30% del total de emisiones y el transporte el 40% sumarían cerca del 75% del incremento en las emisiones relacionadas con la energía. La IEA propone que ante unos horizontes de vida útil prolongados en el tiempo para las distintas tecnologías consideradas y emisoras de GEI, se contemple la posibilidad de conseguir la adaptación de la tecnología de CAC, además del posible cierre anticipado de plantas contaminantes, atendiendo al incremento de sus costes de producción derivados de la emisión de GEI.

El IPTS incorpora unos objetivos para la UE-27 de reducción de emisiones en función del nivel de implementación del mercado de emisiones (Tabla 9). Según el modelo POLES, en el escenario *Central*, los países desarrollados reducirían las emisiones un 31%⁹⁶ entre 1990 y 2020, y aquellos en vías de desarrollo un 19%, siempre por debajo del escenario *Base* para 2020 (Russ *et al.*, 2009). En el caso de contemplar distintos grados de desarrollo del mercado global de carbono (Ciscar *et al.*, 2012): un mercado *imperfecto* permitiría la reducción de las emisiones en un 27% entre 2005 y 2020 en países desarrollados⁹⁷, la inexistencia de mercado global obligaría a aplicar políticas internas unilaterales con las que se alcanzaría una reducción del 30% (comparando con 1990), mientras que un mercado de *competencia perfecta* y global la reducción interna sería del 20% en 2020 (comparando con 2005).

En cuanto al impacto de los distintos niveles de desarrollo del mercado de emisiones, el IPTS establece que las pérdidas en bienestar son menores para los casos de mercado *perfecto* que para el caso de inexistencia de mercado de emisiones. El nivel de bienestar de las economías es tanto mayor cuanto mayor desarrollo presente el mercado de emisiones. Al analizar el impacto de la reducción de emisiones sobre el PIB, el resultado es mixto. De forma general el PIB mundial mejora en un escenario de existencia de mercado perfecto de emisiones. No obstante los países en vías de desarrollo ven incrementado su PIB en mayor cuantía en caso de estar ante un mercado de emisiones inexistente, al contrario que los países desarrollados en

⁹⁴ De hecho las emisiones en los países OCDE disminuyen, de 12,5Gt en 2010 a 10,5Gt en 2035. Caso contrario a lo que sucede con China, que pasa de emitir 7,5Gt en 2010 a 10,3Gt en 2035, aunque la perspectiva del crecimiento de sus emisiones es decreciente a largo plazo.

⁹⁵ Cantidad menor que la emitida por un ciudadano norteamericano para el mismo período, que alcanza las 12 toneladas.

⁹⁶ Procedente un 22% de la aplicación de sus políticas una reducción entre 1990 y 2020 y un 9% de la compra de derechos de emisión.

⁹⁷ En caso de seleccionar el período 1990-2020 el descenso de emisiones alcanza el 22%.

los que se lograría un mayor PIB con un mayor desarrollo del mercado de emisiones. La razón de este impacto opuesto reside en el proceso de formación del capital. Los países en vías de desarrollo perceptores de rentas derivadas de la venta de créditos de emisión destinan las mismas en mayor proporción a bienestar y ocio que a inversiones de capital, incrementando el nivel de bienestar y lastrando el crecimiento potencial del PIB, que caería en mayor medida. Contrariamente en los países desarrollados el bienestar cae en mayor proporción que el PIB, debido a que es necesaria una mayor reducción del bienestar (consumo y ocio) para hacer frente a los costes de inversión en sectores intensivos en energía y a la compra de permisos de emisión en mercados internacionales. Esta caída sería tanto mayor cuanto mayor perfección exista en el mercado de permisos de emisión.

Como se comentó anteriormente, la existencia de los precios de carbono juega un papel fundamental a la hora de alcanzar los objetivos de transformación tecnológica, eficiencia y políticas de ahorro (Labandeira, 2012). Son estas últimas medidas de ahorro, según el IPTS, las que permiten reducir las emisiones sobre todo en industria, transporte, residencial y servicios, hasta suponer la mitad de reducción entre 2020-2030 y dos terceras partes de la reducción en 2020 de los países en desarrollo. En lo relativo a la reducción de la intensidad de carbono cobra especial relevancia la tecnología de CAC.

En el caso de los escenarios del IPCC, éstos presentan una dimensión global, es decir, no están particularizados para la UE-27. El escenario *IEA-WEO 2009-base* contempla la ausencia de cambios sustanciales en las políticas aplicadas, un incremento mínimo-moderado del coste del combustible y la inexistencia de restricciones específicas relativas a emisiones de GEI. Todo ello lleva a contemplar un incremento de las emisiones en torno al 40% entre 2007 y 2030 (Tabla 9). El escenario *Mini-CAM-EMF22* incorpora aproximaciones posibles a los objetivos climáticos a largo plazo, estableciendo que en el horizonte 2050 se alcanzan las 525 ppm CO₂ eq. (12,4 Gt CO₂/año) y en 2100 las 450 ppm CO₂ eq., además de una participación internacional en los compromisos ambientales de mitigación y la disponibilidad de un gran número de tecnologías (energías renovables, nuclear, energía fósil y bioenergía con CAC). En este escenario las emisiones se incrementarían, aunque mucho menor que el de la *IEA-WEO 2009* (+9%) (Tabla 9). El escenario *ReMIND-RECIPE* propone un patrón de mitigación para estabilizar la concentración atmosférica a los 450 ppm CO₂ eq., con emisiones de 15,8 Gt CO₂/año hasta 2050, mediante la reducción de emisiones en aquellos lugares y momentos en donde sea más barato, y con las tecnologías posibles menos costosas. Sin duda el escenario más agresivo presentado por el IPCC en cuanto a reducción de emisiones es el *ER-2010* con un -32,8% entre 2007 y 2030 (Tabla 9). Para conseguirlo el *ER-2010* contempla la imposición de medidas de eficiencia energética por tecnología, el desarrollo intenso y estable de las energías

renovables, unido a una reducción de costes en este sector, además de la implantación y expansión de las redes para permitir la incorporación de una mayor participación de las tecnologías renovables (principalmente, fotovoltaica y eólica).

Según lo expuesto anteriormente, las fuentes consultadas recogen distintos grados de consecución de la reducción de emisiones de GEI. Parece por ello adecuado incluir el elemento medioambiental como articulador del mix energético futuro, condicionando un cambio tecnológico hacia aquellas fuentes con bajos niveles de emisión, y un esfuerzo regulador por implementar a nivel global un mercado de emisiones con precios en línea con los costes reales⁹⁸ de emisión.

2.6. Proyecciones para 2020 y 2030 para la Unión Europea

A continuación se propone un análisis de las proyecciones para 2030-2035 de las entidades objeto del estudio (IEA, IPTS e IPCC) para la Unión Europea (UE-27) en materia de generación de electricidad. La disponibilidad de los datos condiciona la exposición de los resultados de los análisis. Debido a la exhaustividad y la calidad de los datos aportados por la IEA (2011) para la UE-27 se opta por considerar como base de los distintos indicadores analizados los datos propuestos por la IEA (2011). Es por ello que los datos de los escenarios *Nuevas Políticas*, *Políticas Actuales* y *450* se verán complementados, según el caso, por datos de las fuentes complementarias (IPTS e IPCC) que bien no presentan datos desagregados por tecnologías renovables, bien no los presentan desagregados para la UE-27.

2.6.1. Demanda de electricidad

La demanda de electricidad generada en la UE-27 proyectada por la IEA (2011) para el período 2009-2035 presenta unos tipos de crecimiento anual positivos, entre el 0,7% (450), el 0,9% (*Nuevas Políticas*) y el 1,1% (*Políticas Actuales*) (Ilustración 9). Entre los elementos que repercuten positivamente en la demanda a largo plazo estarían el crecimiento económico y de la población, que elevan las rentas y el consumo per cápita, y mejoran el acceso técnico a la electricidad en las regiones donde éste no es completo. En sentido contrario, son las rápidas mejoras en eficiencia energética y el establecimiento de mercados de emisiones lo que provoca el menor incremento o incluso la paralización de la demanda de electricidad.

Las proyecciones demanda de electricidad de la IEA (2011) difieren por escenarios. Dependiendo de las asunciones de cada escenario, será diferente el grado de implementación de tecnologías más eficientes para los consumidores finales -o nuevas tecnologías como el vehículo eléctrico-, la variación de los precios de la electricidad o las medidas gubernamentales

⁹⁸ Establecidos según los modelos de evaluación integrada. Se recogen dentro del ya referido concepto de coste social del carbono.

implementadas. Así mismo existen diferencias en los precios proyectados para la electricidad generada en función de los escenarios. Éstas vendrían provocadas por la diversa participación de plantas de combustibles fósil en el mix, por los cambios en los precios de los estos combustibles, por el impacto del precio de las emisiones de CO₂ y por la diversidad en las ayudas al fomento de renovables.

A nivel global el incremento de la demanda es más acusado debido al impulso que ejercen los países No-OCDE. Para el período estudiado 2009-2035 los incrementos por escenario alcanzan el 1,9% (450); el 2,4% (*Nuevas Políticas*) y el 2,7% (*Políticas Actuales*). Las razones obedecen al crecimiento económico, incremento de rentas y a la mejora del acceso a los usos finales de la electricidad por parte de la población que se da en los países No-OCDE. El mayor incremento en el consumo global de electricidad se encuentra en Asia. China se sitúa como el mayor consumidor de electricidad mundial, al absorber más del 30% del consumo global de electricidad mundial en 2035. En los países OCDE y en la UE-27 el incremento del consumo se estanca, debido fundamentalmente a ritmos bajos de crecimiento en la economía y en la población, unido a las mejoras en eficiencia energética y a la implementación de sistemas de precios de emisión.

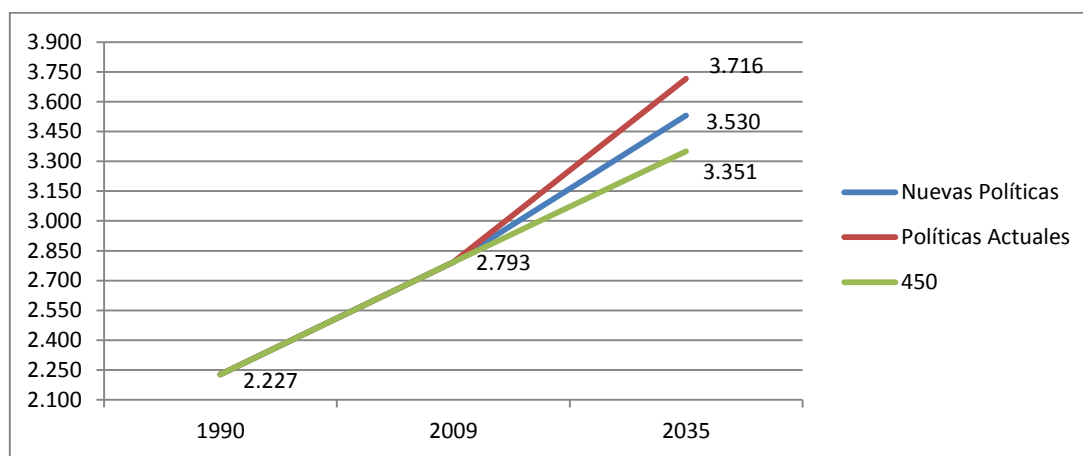


Ilustración 9.- Demanda de electricidad en la UE-27 por escenario de la IEA (TWh). Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011, p. 176).

2.6.2. Mix de generación de electricidad en la UE-27

Los datos de las proyecciones sobre la generación de electricidad por tecnologías y por escenarios en la UE-27 arrojan diferencias importantes. Los escenarios de la IEA (2011) y del IPTS (Russ *et al.*, 2009) contemplan un incremento de la producción de electricidad superior al 14% para el período 2009-2030.

La participación mínima y máxima de combustibles fósiles en la cartera de generación de electricidad desciende⁹⁹ para ambos escenarios. Así el peso conjunto de estos combustibles pasa de moverse entre el 44 y el 53% en 2009/10 (Ilustración 10) a una participación entre el 40% y el 50% en 2020 (Ilustración 11), y en 2030 entre el 22% en el escenario 450 y el 48% en el de *Políticas Actuales* (Ilustración 12). Las reducciones más significativas de la participación de los combustibles fósiles, como es de esperar, se encuentran en los escenarios de reducción de emisiones (*450* y *Mitigación*) (Tabla 10). Entre ellos los descensos más acusados se dan en la participación del carbón y del petróleo. El gas natural, sin embargo, presenta un incremento de su peso, salvo para el escenario *450* y el Base y *Mitigación* de 2030 del IPTS (Tabla 10). La participación final se sitúa en el 2030 en torno al 23-25% para los distintos escenarios, excepto para el *450*, en el que alcanza un 14% (Tabla 10). El hecho de que esta tecnología presente una menor intensidad de emisión de CO₂ la coloca como una de las alternativas más viables dentro de las que emplean combustibles fósiles.

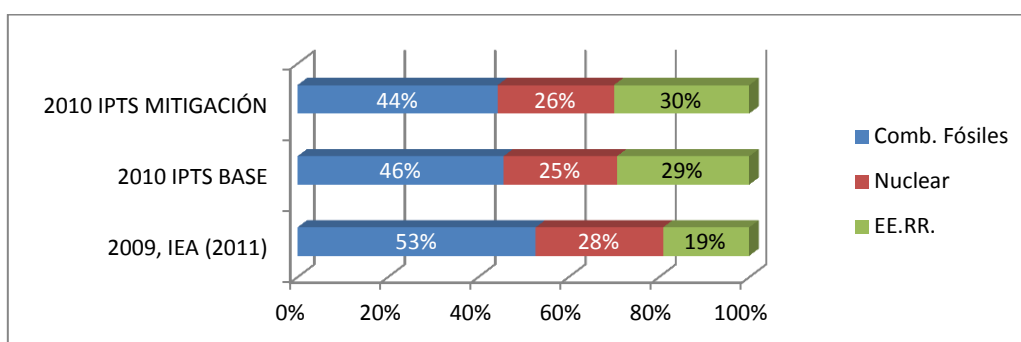


Ilustración 10.- Participación de tecnologías en la cartera de generación de electricidad. Años 2009 y 2010. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011) e IPTS (Russ *et al.*, 2009).

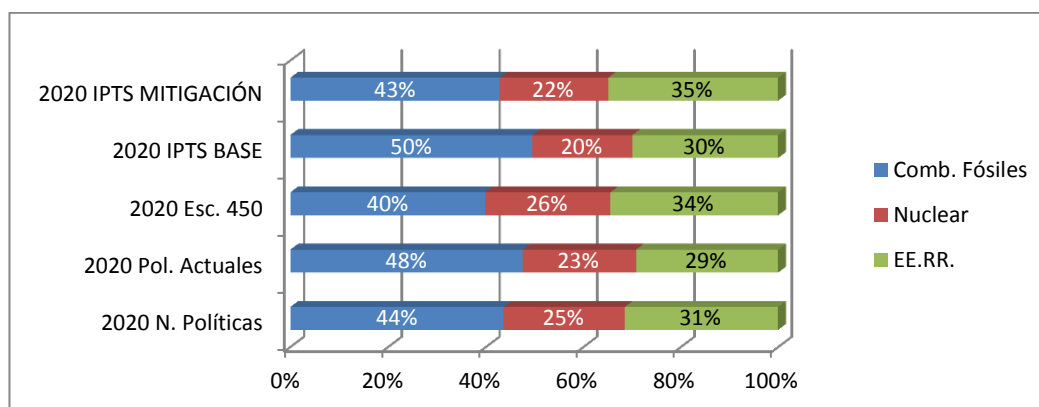


Ilustración 11.- Participación de tecnologías en la cartera de generación de electricidad. Horizonte 2020. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011) e IPTS (Russ *et al.*, 2009).

⁹⁹ Excepto en el IPTS Base.

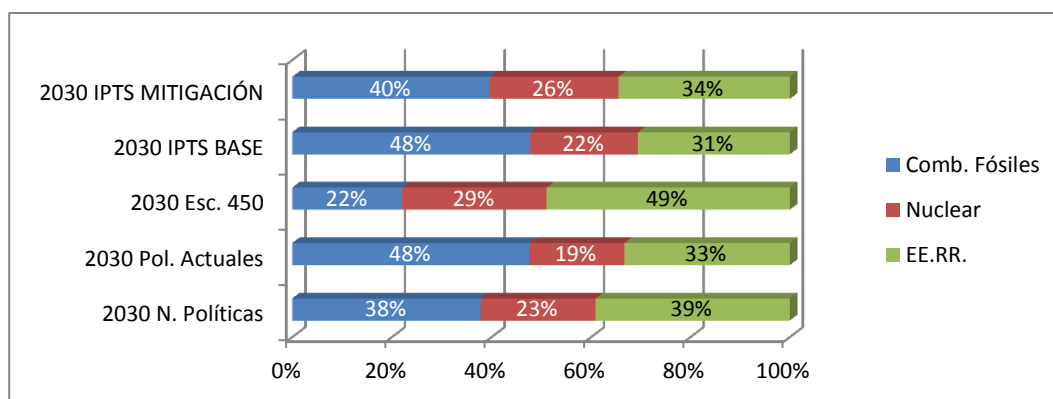


Ilustración 12.- Participación de tecnologías en la cartera de generación de electricidad. Horizonte 2030.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011) e IPTS (Russ *et al.*, 2009).

La reducción del peso de los combustibles fósiles se puede enmarcar dentro de la política climática de la UE-27 y de la implementación del RCDE-UE en particular. El sistema de precios de emisiones tiene un impacto directo y negativo sobre los costes de operación de las plantas de combustibles fósiles, ya que los encarece. El mayor impacto se da en las plantas con mayores niveles de emisión (carbón). En las de gas natural el precio de emisión supone, por término medio, la mitad que en el caso del carbón. (IEA, 2011; Russ *et al.*, 2009).

Año-Horizonte	2009/10			2020					2030				
	Fuente			Fuente			Fuente		Fuente			Fuente	
	IEA (2011)	IPTS ((Russ <i>et al.</i> , 2009)		IEA (2011)			IPTS ((Russ <i>et al.</i> , 2009)		IEA (2011)			IPTS ((Russ <i>et al.</i> , 2009)	
Escenarios/ Participación por Tecnologías (%)	Base	Base	Mitigación	Nuevas Políticas	Políticas Actuales	450	Base	Mitigación	Nuevas Políticas	Políticas Actuales	450	Base	Mitigación
Carbón	26,8	25,9	23,5	18,7	22,4	16,7	22,5	15,9	11,9	21,2	6,9	23,4	13,6
Petróleo	3,0	2,8	3,0	1,2	1,3	1,1	1,3	1,4	0,7	0,7	0,6	0,8	0,8
Gas Natural	22,9	17,0	17,8	23,8	23,9	22,0	25,7	25,5	25,3	25,7	14,6	23,6	25,2
Total Fósiles	52,7	45,6	44,3	43,7	47,5	39,8	49,6	42,8	37,8	47,6	22,1	47,9	39,6
Nuclear	28,2	25,1	25,7	24,8	23,3	25,7	20,5	22,2	23,1	19,1	28,9	21,6	25,9
Hidráulica	10,3	N/D	N/D	10,2	10,0	10,7	N/D	N/D	10,1	9,5	11,2	N/D	N/D
Biomasa	3,9	N/D	N/D	5,6	5,2	6,1	N/D	N/D	6,7	5,9	8,2	N/D	N/D
Eólica	4,2	N/D	N/D	12,3	11,1	13,9	N/D	N/D	16,9	13,7	21,6	N/D	N/D
Solar Fotovoltaica	0,4	N/D	N/D	2,5	2,3	2,8	N/D	N/D	3,6	3,0	4,9	N/D	N/D
Otras Renovables	0,2	N/D	N/D	0,8	0,6	1,0	N/D	N/D	1,8	1,3	3,1	N/D	N/D
Total Renovables	19,1	29,3	30,0	31,5	29,2	34,5	29,9	34,9	39,1	33,3	48,9	30,5	34,5
Total Renovables sin Hidráulica	8,7	17,7	18,3	21,3	19,2	23,7	20,3	24,7	29,0	23,8	37,7	22,2	25,4

Tabla 10.- Participación de las tecnologías en la cartera de generación de electricidad de la UE-27.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011) e IPTS (Russ *et al.*, 2009).

La participación de la tecnología nuclear está sujeta a una gran variabilidad. Parece experimentar dos comportamientos diferenciados: descenso hasta el año 2020 e incremento desde este año en adelante. El ligero incremento en el mix de generación de electricidad tiene lugar en los escenarios de reducción intensa de emisiones, el de *Mitigación* del IPTS y el IEA-450 (Tabla 10, Ilustración 10, Ilustración 11, Ilustración 12), y sitúa la participación final para 2030 en torno al 26%-29% en ambos casos (Tabla 10). Para el resto de escenarios su peso alcanza unos niveles algo inferiores, entre el 19% y el 23%. El papel que juega esta tecnología se ve claramente favorecido por su carácter de fuente no emisora de GEI. En el escenario *Políticas Actuales* se produce el mayor descenso de la producción de electricidad mediante nucleares (tipo del -0,8% anual; Tabla 10). Es el efecto que provoca la política europea “post-Fukushima”, liderada por la política de cierre de plantas nucleares en Alemania hasta 2022 y por la congelación de nuevos proyectos y la revisión de la seguridad en las centrales en el resto de Estados miembros (IEA ,2011). Debido al incremento de la incertidumbre la financiación se contrae para este tipo de tecnología y se elevan sus costes de capital. De hecho los costes de construcción esperados en comparación con la publicación *World Energy Outlook 2010* se ha incrementado del 5% al 10% (IEA, 2011).

En cuanto a las energías renovables, su peso en la cartera de generación se incrementa para todos los escenarios. En 2020 se contempla una participación entre el 30-35% y para 2030 entre el 30% y el 48% (Tabla 10, Ilustración 11, Ilustración 12). En los cinco escenarios el mayor ritmo de crecimiento anual se corresponde con el período 2009-2020, que en términos generales duplicaría el factor de crecimiento del período 2020-2030.

La tecnología hidráulica es la que mayor peso tiene en el conjunto de renovables en el año 2009-2010, con participaciones en torno al 10%-12% (Ilustración 13). En los tres escenarios de la IEA la tecnología eólica desbancaría a la hidráulica en el año 2030 como primera fuente renovable (Tabla 10, Ilustración 13), con tipos de crecimiento anual entre el 7% y el 9%. La participación final de la tecnología eólica supone casi la mitad de la aportación total de las renovables y dobla incluso la de la tecnología hidráulica en el escenario 450 para el señalado año 2030.

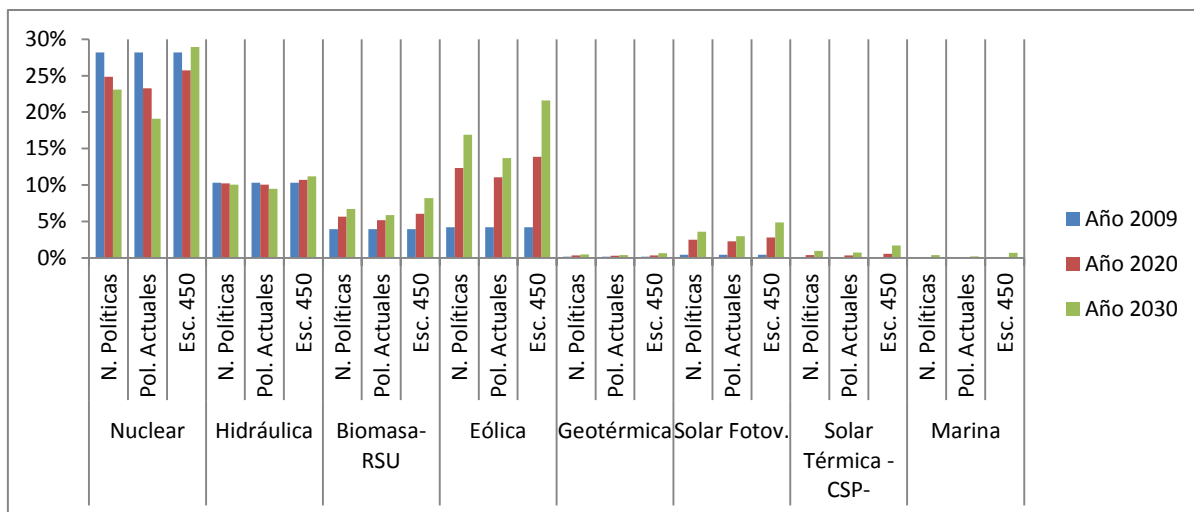


Ilustración 13.- Participación de las tecnologías libres de emisión de carbono (nuclear y renovables) en el mix de generación. Año 2009 y horizontes 2020 y 2030. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en IEA (2011).

La tecnología que emplea biomasa se presenta como la tercera fuente renovable con mayor peso en el mix, con una participación superior al 5% en los tres escenarios (Tabla 10, Ilustración 13). El resto de tecnologías renovables (geotérmica, solar fotovoltaica y térmica y marina) apenas alcanzan una participación testimonial en el mix de generación (Ilustración 13). Labandeira *et al.* (2012) señalan que el papel futuro que jueguen las tecnologías renovables va a depender de elementos como el objetivo de reducción de emisiones finalmente adoptado, la efectividad real de estas energías, la viabilidad de la tecnología de CAC o la aplicación de medidas de eficiencia energética.

2.7. Resumen y conclusiones

La actuación y los resultados obtenidos por la UE-27 en materia energética la han situado como referente en cuanto a implantación de políticas de fomento de renovables y generación de electricidad mediante esta vía. El incremento paulatino de la coordinación entre Estados y el diseño y la puesta en marcha de medidas regulatorias que pretenden la mejora de la eficiencia energética, el fomento de las renovables y el cambio del patrón tecnológico hacia tecnologías con bajos niveles de emisión de carbono constituyen la base para reducir la dependencia de la UE-27 del petróleo y del gas natural e incrementar la seguridad de suministro.

Los escenarios incorporados al estudio son aquellos generados por organismos y entidades internacionales y europeas relacionadas con la energía y el medio ambiente (IEA, IPTS, IPCC). Los escenarios estudiados, con horizontes 2020 y 2030, están condicionados por una incertidumbre elevada y por la inestabilidad del contexto económico y financiero actual.

Las proyecciones para la UE-27 para los años 2020 y 2030 apuntan a un crecimiento muy leve de la población, una tendencia alcista de los precios del petróleo y del gas -que depende del esfuerzo regulatorio para frenar el crecimiento de la demanda energética-, y un incremento leve del PIB (2%), indicador que se ve afectado negativamente por las inversiones en tecnologías bajas en emisión de GEI. El valor del tipo de crecimiento anual del consumo de electricidad en la UE-27 entre 2009 y 2035 se sitúa entre el 1% (IEA) y el 1,8% (IPTS).

Entre las distintas tecnologías en vías de desarrollo destaca la de CAC. Se trata de una tecnología en fase experimental con un desarrollo incierto, sobre todo en cuanto a la fase de comercialización, prevista para 2030-2035. Actualmente sus costes marginales de incorporación y mejora son muy superiores a los precios de emisión de carbono, con un impacto medioambiental a gran escala aún no conocido. La UE-27 fomenta su desarrollo con programas como el NER-300, al considerarla complementaria a la participación de las energías renovables en la consecución del objetivo de acotar las emisiones. La reducción mundial de emisiones debida a la CAC prevista para 2020 es del 3%, y del 18%-22% para 2030-35 (similar a la derivada de energías renovables en el escenario 450) según la IEA (2011), y del 20% para 2050 según la ZEP (2012). El IPTS (Russ *et al.*, 2009) cifra su participación en el 18% sobre el total de electricidad generada a través de combustibles fósiles. El retraso en 10 años de la incorporación-uso comercial de esta tecnología dentro de una perspectiva de reducción de emisiones similar a la recogida en el escenario 450 de la IEA, obligaría a realizar una inversión alternativa que incrementaría un 8% el coste final de las medidas propuestas para el escenario 450 de reducción de emisiones de la IEA (IEA, 2011). Este organismo incluso propone la introducción de esta tecnología en las plantas existentes -modernizándolas- como medida que implicaría un menor coste en comparación con la que conduciría al cierre de plantas.

Los escenarios estudiados incorporan la dimensión medioambiental, canalizada a través del cumplimiento del objetivo de reducción de emisiones en relación a la limitación del incremento de la temperatura a 2°C según niveles preindustriales. La cuestión medioambiental pone en primer plano la urgencia de un desarrollo que pueda posibilitar el cambio del patrón tecnológico actual. Coinciden en la necesidad de que exista un marco regulatorio y unas políticas de fomento apropiadas, junto con la existencia de ayudas públicas que potencien las tecnologías no emisoras de GEI. Ejemplo de esto sería el RCDE-UE. Para la tecnología CAC la generación de beneficios sería sólo posible si se diese un precio del carbono elevado e igual a los costes de reducción de emisiones. Además el establecimiento de precios de emisión haría posible el desplazamiento del consumo de combustibles fósiles, el incremento de la eficiencia energética y la puesta en marcha de políticas de ahorro energético. Con ello se reduciría la demanda de energía y los costes de suministro, y se incrementaría la eficiencia energética y

medioambiental. Se advierte, así mismo, que la evolución final de los precios de los combustibles dependerá directamente del esfuerzo regulatorio implementado por los Estados para frenar el crecimiento de la demanda energética.

El IPCC (2011) desvincula el crecimiento de las energías renovables de la aplicación de políticas de reducción de emisiones y remarca la idea de que la evolución de las renovables dependerá de la competencia con el resto de fuentes no emisoras de GEI -nuclear y fósil con CAC, principalmente-. Alcanzarán un desarrollo mayor cuanto mayores sean las barreras (de costes, medioambientales o de seguridad nacional) que imposibiliten el desarrollo de las tecnologías competidoras. Los cambios en los precios de combustibles y de emisiones, la necesidad de mejora de la capacidad de integración de las mismas en el sistema y los principios de sostenibilidad y aceptación pública condicionan el desarrollo de las energías renovables.

Las proyecciones sobre reducción de emisiones de CO₂ en la UE-27 señalan una disminución de las mismas tanto en los tres escenarios de la IEA como del IPTS europeo (en torno al 20%). Sin embargo, el comportamiento incierto de la tecnología nuclear, el probable desarrollo tardío de la CAC y un desarrollo lento de las tecnologías renovables hacen dudar del cumplimiento real del objetivo de reducción de emisiones. El sector energético, responsable del 65% de las emisiones de GEI en 2010, alcanzará en 2035 el 72%. El impacto negativo sobre el bienestar recogido por el IPTS (Russ *et al.*, 2009) se verá atenuado en la medida en que exista un mercado de emisiones. La relación entre reducción de emisiones e impacto sobre el PIB de cada Estado no está clara. Se advierte que la reducción de emisiones en Europa puede verse anulada a nivel mundial con el comportamiento global del incremento de emisiones, liderado por los países emergentes.

La cartera UE-27 para 2030 de producción de electricidad se ve condicionada por los comportamientos contrarios entre las participaciones de fuentes emisoras y no emisoras de GEI, y por las previsiones de crecimiento leve del consumo total. Las fuentes consultadas coinciden en la disminución gradual del peso de los combustibles fósiles hasta 2030 y en el aumento de la participación del gas natural (situándose en torno al 21-25%). La participación incierta de la tecnología nuclear se ve afectada negativamente por el rechazo social tras el accidente de Fukushima, que se evidencia en la previsión de cierre progresivo de las plantas nucleares en Alemania hasta el año 2022 y en la cancelación temporal de la apertura de nuevas plantas en los Estados miembros (IEA, 2011). Pese a ello las proyecciones sitúan a la tecnología nuclear con una participación del 20-25% en el mix de generación. Las energías renovables incrementan su participación, y alcanzan el 35-45% en la cartera de producción de electricidad. Dentro de las renovables, la tecnología hidráulica mantiene su aportación en el 10%, la energía eólica alcanza un valor cercano a la mitad del conjunto de renovables y se erige

en la primera de este tipo de energías en 2020 y 2030. Pese a ello está previsto que sea en 2030 cuando China desbanque a la UE-27 como líder mundial en producción de electricidad a través de la energía eólica (IEA, 2011). En el escenario de la IEA *Políticas Actuales* se proyecta una participación de las energías renovables del 33% en 2030, situación que refleja el efecto positivo de las políticas aplicadas hasta el momento en la UE-27.

La participación de la tecnología nuclear y conjunto de energías renovables es tanto mayor cuanto mayor sea el grado de implementación de las políticas climáticas de reducción de emisiones y de mejora de la seguridad de suministro (incremento de las energías autóctonas, como las renovables). En este sentido tanto la IEA como el IPTS señalan la existencia de un sistema de precios de emisiones como el elemento clave que tendría impacto directo y negativo sobre los costes de operación de las plantas de combustibles fósiles, y positivo sobre las energías renovables.

Se puede concluir que la cartera de generación de la UE-27 para 2030 incrementa la seguridad de suministro, al disminuir la dependencia energética de recursos importados, y favorece la consecución de los objetivos climáticos. Tiene lugar un cambio en el patrón tecnológico de generación: desciende la participación de los combustibles fósiles -que son intensivos en emisiones de GEI-, el carbón disminuye su peso en favor del gas natural por ser este último más eficiente y de menor intensidad de emisiones, y se incrementa la participación de las fuentes no emisoras de GEI -que producen hasta un 52% o un 78% de la electricidad total-.

3. TEORÍA DE CARTERAS: LA OBTENCIÓN DE CARTERAS ÓPTIMAS

3.1. Definición del modelo de Markowitz

La teoría de carteras propuesta por Markowitz (1952) y su consiguiente modelo marco de media-varianza, es considerada por Fabozzi *et al.* (2007) la aportación más importante y más empleada para la gestión de carteras y asignación de activos financieros. Se trata de una teoría en continuo estudio, ya que son muchos los autores que han desarrollado complejos modelos matemáticos y financieros para la gestión de carteras basándose en el modelo original.

Markowitz (1992) propone encontrar un equilibrio entre oportunidades, contingencias y necesidad de protección. 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 financieros seleccionados de entre el total de activos financieros disponible. 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. El estudio de los activos se basa en el análisis del comportamiento pasado de cada activo en el mercado y en las estimaciones del comportamiento futuro realizadas por analistas y expertos. Este estudio está caracterizado por la incertidumbre sobre el comportamiento futuro en el mercado de cada activo, así como por la correlación entre activos. Ambos aspectos son constitutivos del riesgo de una cartera, que puede verse reducido logrando una mayor diversificación.

A la hora de considerar la aplicación de esta teoría Markowitz (1992, p. 274) señala la necesidad de satisfacer previamente tres condiciones. La primera hace referencia al tipo de activo que se posee, que debe ser perfectamente líquido¹⁰⁰. La segunda hace referencia a la maximización del valor esperado de la utilidad, representada por el vector $U(C1, C2, \dots, CT)$, en el que los Ct serían los valores monetarios del consumo durante el período t . La tercera condición está relacionada con que el conjunto de las distribuciones de probabilidad de los rendimientos de las carteras permanezca constante a lo largo del tiempo, lo que permite que las oportunidades del inversor dependan tan sólo del valor de su cartera, pues los activos perfectamente líquidos se pueden convertir en efectivo y éste se puede convertir en activos líquidos sin pérdida.

¹⁰⁰ Los activos deben cumplir la propiedad de perfecta liquidez. En Markowitz (1992, p. 274) encontramos las características definitorias sobre este concepto: el precio al que puede ser vendido el activo en un momento concreto siempre es igual al precio al que puede ser comprado en ese momento, además de que puede ser intercambiada cualquier cantidad a este precio. Según lo indicado, un activo perfectamente líquido puede ser convertido en dinero, y a su vez el dinero puede ser convertido en activos líquidos sin pérdidas. Markowitz considera que aun cuando las acciones -activos financieros con riesgo por excelencia- no son perfectamente líquidos, lo son lo suficiente para un análisis como el que él lleva a cabo.

Representando el valor de la cartera al principio del período $t + 1$ por y_{t+1} y considerando el cumplimiento de las asunciones propuestas anteriormente, la función de utilidad del período único vendría expresada por $U = U(C_t, y_{t+1}, C_1, C_2, \dots, C_{t-1})$. Según lo cual el sujeto inversor maximizaría el valor de la utilidad a obtener, dependiente así del consumo actual (C_t), del consumo pasado (C_1, C_2, \dots, C_{t-1}), del valor de la cartera (y_{t+1}) al final del período t y del valor de y_t -la riqueza actual del individuo-, ya que sus oportunidades actuales con respecto al consumo actual (C_t) y a y_{t+1} vienen determinadas por y_t .

A partir de este planteamiento surgen varias posibilidades de actuación. La más comprensible y con mayor aplicabilidad (Markowitz la define como la más natural) es la que sitúa al inversor ante la acción de decidirse por una combinación rendimiento-riesgo, más que optar por una aproximación de utilidad. La utilidad del sujeto inversor está polarizada entre dos fuerzas, la que le reporta obtener cierto rendimiento y la insatisfacción provocada por el riesgo asumido. Desde el punto de vista del inversor racional el rendimiento es preferido y el riesgo es rechazado (presenta cierto grado de aversión al mismo). La función de utilidad puede definirse a partir de la siguiente expresión:

$$U = F(\mu_p, \sigma_p^2) = k; \text{ Siendo } k = I_1, I_2, \dots, I_h, \dots; \frac{\partial U}{\partial \mu_p} > 0; \frac{\partial U}{\partial \sigma_p^2} < 0 \quad (\text{Ex. 3.1})$$

Donde U sería el índice de utilidad, F la función de utilidad, μ_p (esperanza matemática del rendimiento) y σ_p^2 (varianza del rendimiento de la cartera) las variables explicativas y el I_h el índice de utilidad que genera la combinación h —ésima de rentabilidad-riesgo para el inversor. Según lo apuntado, el análisis de una cartera de activos financieros se centra en el cálculo de dos variables: el rendimiento (medido por la media) y el riesgo (expresado por la varianza). El objetivo del inversor será el de encontrar aquellas combinaciones de activos (carteras) que sean *eficientes*, esto es, aquel conjunto de activos con los que se obtiene la máxima rentabilidad posible para un riesgo establecido, o bien aquella que presenta el mínimo riesgo para un rendimiento determinado. Esta es la denominada eficiencia media-varianza.

En el modelo de selección de carteras estándar (Markowitz, 2000, p. 3) el agente selecciona varios activos de los n disponibles en los que invertir. De esta forma es posible expresar la participación de cada uno de los activos en relación con el total de la cartera (X_1, X_2, \dots, X_n) con las siguientes restricciones:

$$\sum_{i=1}^n X_i = 1 \quad (\text{Ex. 3.2})$$

$$X_i \geq 0; \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{Ex. 3.3})$$

La teoría supone que el rendimiento por período de cada activo financiero r_1, r_2, \dots, r_n viene definido por los precios de cada activo en los períodos t (P_t) y $t - 1$ (P_{t-1}), si los precios incorporan los dividendos¹⁰¹:

$$r_{i,t} = \frac{P_{t+1} - P_t}{P_t} = \frac{\Delta P_t}{P_t} \quad (\text{Ex. 3.4})$$

Estos rendimientos por activo financiero o cartera (variable subjetiva aleatoria) siguen una distribución de probabilidad conocida por el inversor. Habitualmente se asume la hipótesis de normalidad para dicha distribución.

El rendimiento de la cartera vendría definido por una media ponderada de los rendimientos de los activos que la componen, siendo por tanto también una variable aleatoria. Así:

$$r_p = \sum_{i=1}^n X_i r_i \quad (\text{Ex. 3.5})$$

en la que X_i representa el porcentaje de inversión que el inversor dedica al activo i y r_i la rentabilidad del mismo.

Es la esperanza matemática de esta variable aleatoria la que se acepta como indicativa del rendimiento del activo o de la cartera, y se obtendría a partir de:

$$\mu_p = \sum_{i=1}^n X_i \mu_i \quad (\text{Ex. 3.6})$$

Donde $\mu_i = E(r_i)$. El valor E sería el operador esperanza matemática.

El riesgo de la cartera viene definido por la variabilidad del rendimiento de ésta. La desviación típica del rendimiento de la cartera σ_p , o su cuadrado, la varianza σ_p^2 , son las medidas empleadas habitualmente para medir dicha variabilidad o dispersión. Los riesgos individuales de cada activo, medidos por sus correspondientes desviaciones típicas de rentabilidad (σ_i), y su interacción, estimada a través de las correlaciones, determinarán el riesgo de la cartera. Así se pone de manifiesto en la fórmula de la varianza del rendimiento de la cartera que se presenta a continuación:

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n X_i X_j \sigma_{ij} \quad (\text{Ex. 3.7})$$

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n x_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1, i \neq j}^n x_i x_j \sigma_i \sigma_j \rho_{ij} \quad (\text{Ex. 3.8})$$

¹⁰¹ De no ser así, los dividendos deberían figurar expresamente en el numerador de la fórmula, la cual quedaría:

$$r_{i,t} = \frac{P_{t+1} - P_t + d_t}{P_t}$$

Donde

$$\sigma_{ij} = E[(r_i - \mu_i)(r_j - \mu_j)] \quad (\text{Ex. 3.9})$$

$$\sigma_{ii} = E(r_i - \mu_i)^2 = \sigma_i^2 \quad \text{es la varianza de } r_i \quad (\text{Ex. 3.10})$$

$$\rho_{ij} = \frac{\sigma_{ij}}{\sigma_i \sigma_j} \quad (\text{Ex. 3.11})$$

σ_{ij} representa la covarianza de los rendimientos de los activos i y j y ρ_{ij} (Ex. 3.11) es el coeficiente de correlación lineal entre los rendimientos de los activos i y j . Este coeficiente de correlación tiene un valor comprendido entre -1 y 1 , estando las variables incorrelacionadas si toman el valor 0 . El inversor conseguirá diversificar más eficazmente el riesgo de su cartera si los rendimientos esperados de los activos que la componen no están altamente correlacionados.

En notación matricial la composición de la cartera de activos vendría representada en forma de vector columna:

$$X = \begin{pmatrix} X_1 \\ X_2 \\ \dots \\ X_n \end{pmatrix} \quad (\text{Ex. 3.12})$$

Se asume que $X_i \geq 0; \forall i$ y que se cumple la restricción $\sum X_i = 1$. Además el vector traspuesto de X (Ex. 3.12) sería el vector fila:

$$X' = (X_1 \quad X_2 \quad \dots \quad X_n) \quad (\text{Ex. 3.13})$$

El conjunto de los rendimientos esperados para cada activo viene representado por el vector columna de μ . Su traspuesto sería el vector fila:

$$\mu' = (\mu_1 \quad \mu_2 \quad \dots \quad \mu_n) \quad (\text{Ex. 3.14})$$

La matriz cuadrada de covarianzas ($n \times n$) se representa por:

$$C = \begin{pmatrix} \sigma_1^2 & \dots & \sigma_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \sigma_{n1} & \dots & \sigma_n^2 \end{pmatrix} \quad (\text{Ex. 3.15})$$

Según lo expuesto, el rendimiento esperado de la cartera vendría expresado por el resultado del producto:

$$\mu_p = \mu' X \quad (\text{Ex. 3.16})$$

A su vez, la varianza del rendimiento se obtendría:

$$\sigma_p^2 = X' C X \quad (\text{Ex. 3.17})$$

Donde:

$$\sigma_p^2 = (X_1 \quad X_2 \quad \dots \quad X_n) \begin{pmatrix} \sigma_1^2 & \dots & \sigma_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \sigma_{n1} & \dots & \sigma_n^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} X_1 \\ X_2 \\ \vdots \\ X_n \end{pmatrix} \quad (\text{Ex. 3.18})$$

A la hora de calcular los valores de μ_p (Ex. 3.16) y σ_p^2 (Ex. 3.18) es necesario estimar los valores de μ_i , σ_i^2 y σ_{ij} ; $\forall i, j$. Se puede proceder a partir de datos históricos de series estadísticas de los rendimientos de los activos, dando por supuesto la representatividad del futuro a partir de lo acontecido en el pasado. Así las medias, varianzas y covarianzas de la población serán estimadas a partir de los valores muestrales disponibles. En aquel caso en que no se parta del pasado (no se dispone de datos o no son representativos del futuro) se deben inferir las distribuciones de probabilidad subjetivas de los rendimientos de los activos, y a partir de ellas calcular las referidas medias, varianzas y covarianzas. El *modelo de mercado* propuesto por Sharpe (1963) simplifica este problema de las estimaciones, como se verá más adelante.

El planteamiento matemático del objetivo del inversor racional eficiente (maximización del rendimiento para un riesgo dado o minimización del riesgo, para una rentabilidad dada) puede ser expresado en forma de modelo de programación cuadrática paramétrica. El modelo de maximización respondería a la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \text{Máx } \mu_p &= \sum_{i=1}^n X_i \mu_i \\ \text{Sujeto a: } \sigma_p^2 &= \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n X_i X_j \sigma_{ij} = \sigma_p^{2*} \\ \sum_{i=1}^n X_i &= 1 \\ X_i &\geq 0; \quad i = 1, \dots, n \end{aligned} \quad (\text{Ex. 3.19})$$

Si se opta por el modelo de minimización del riesgo (planteamiento alternativo o dual), éste se expresa matemáticamente así:

$$\text{Min. } \sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n X_i X_j \sigma_{ij}$$

$$\text{Sujeto a: } \mu_p = \sum_{i=1}^n X_i \mu_i = \mu_p^* \quad (\text{Ex. 3.20})$$

$$\sum_{i=1}^n X_i = 1$$

$$X_i \geq 0; \quad i = 1, \dots, n$$

La solución de ambos modelos (Ex. 3.19; 3.20) se presenta en forma de proporciones de participación de los distintos valores X_i (X_1, X_2, \dots, X_n) que logran optimizar (maximizar el rendimiento o minimizar el riesgo) la función objetivo para cada valor dado de la varianza (σ_p^{2*}) o del rendimiento (μ_p^*) de la cartera. El conjunto de las carteras solución forman el conjunto de carteras *eficientes* o *frontera eficiente*.

La representación gráfica de la *frontera eficiente* sería:

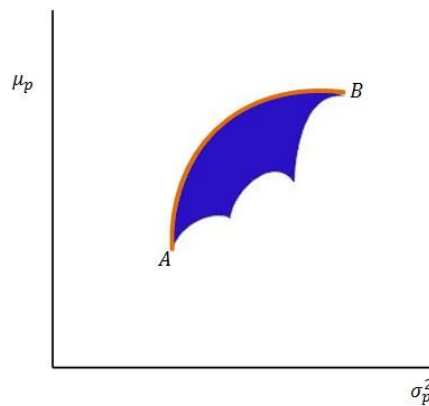


Ilustración 14.- Conjunto de carteras factibles y frontera eficiente.

Las carteras factibles o posibles, definidas a partir del binomio rendimiento-riesgo ($\mu_p; \sigma_p^2$), pueden ser representadas en unos ejes de coordenadas, según la Ilustración 14. Las curvas convexas respecto al sentido positivo del eje de ordenadas pueden presentar mayor o menor grado de apuntamiento, dependiendo del valor de los coeficientes de correlación entre los activos considerados¹⁰². La *frontera eficiente* se corresponde con la envolvente de la curva de la figura (AB, Ilustración 14), que presenta como puntos extremos la cartera de mínima varianza (punto A) y el activo de máxima rentabilidad (punto B).

El inversor se decantará por una combinación rendimiento-riesgo dentro de las infinitas carteras que componen la *frontera eficiente*, según sus preferencias. El agente debe decidirse entre dos objetivos extremos: maximizar el rendimiento que le reporta la cartera o minimizar

¹⁰² En caso de correlación perfecta entre los rendimientos la frontera eficiente vendrá representada por una línea recta.

el riesgo de conseguirlo (Markowitz 2000, p. 6). Para Wang y Xia (2002) los inversores racionales asumen la existencia de un equilibrio entre la posible maximización del rendimiento y la minimización del riesgo a la hora de tomar su decisión de inversión. Un mayor rendimiento lleva consigo asumir un riesgo mayor, del mismo modo que un menor riesgo, un rendimiento también menor. El inversor se debe mover entre estos dos extremos¹⁰³ y definir los parámetros de su preferencia (funciones de utilidad¹⁰⁴) para encontrar aquella combinación *eficiente* que cumpla su objetivo. La función de utilidad propia de cada sujeto dará forma a diferentes curvas de indiferencia *rendimiento-riesgo*¹⁰⁵ o isoutilidad, expresivas del grado de satisfacción (Ilustración 15).

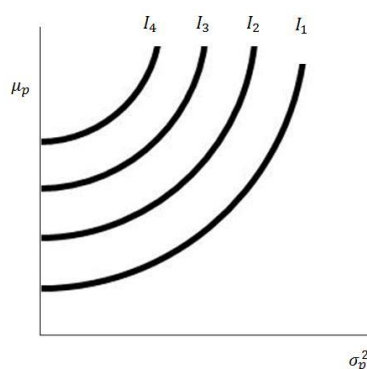


Ilustración 15.- Curvas de indiferencia de utilidad.

La combinación de la información aportada por el modelo de optimización (carteras eficientes) y por las curvas de indiferencia de utilidad permite obtener la cartera única óptima para el inversor. Ésta presenta un rendimiento μ_0 y un riesgo σ_0^2 , debiendo uno de ellos ser determinado a priori por el inversor. Si bien se podría dar el caso de que la frontera eficiente fuera la misma para todos los inversores que participan en el mercado (todos dispusieran de la misma información), las curvas de indiferencia tienen carácter individual para cada inversor, lo que hace que la definición de la cartera óptima sea particular para cada inversor que participa en el mercado. Gráficamente, la obtención de la cartera óptima del inversor -definida por los parámetros $(\mu_0; \sigma_0^2)$ - se recoge en la Ilustración 16.

¹⁰³ El inversor mostrará indiferencia frente al riesgo en aquel caso en el que la relación de incremento entre rendimiento y riesgo sea constante. La aversión se da si la relación entre rendimiento y riesgo es creciente (aceptando un mayor riesgo sólo si a cambio le reporta un mayor rendimiento).

¹⁰⁴ La función de utilidad de la rentabilidad para un individuo con aversión al riesgo es definida en función del rendimiento medio esperado (esperanza matemática, momento de primer orden) y del riesgo (expresado por la varianza, momento de segundo orden) que una inversión le reporta. Es decir, una curva de utilidad representa gráficamente diferentes combinaciones entre el riesgo y el rendimiento que le proporcionan al inversor un mismo nivel de satisfacción. La preferencia por un mayor rendimiento o un menor riesgo definirá su actitud.

¹⁰⁵ Cuanto mayor sea el valor de la ordenada en el origen, mayor utilidad expresará. La forma cóncava de la curva permite incorporar la aversión al riesgo de tal forma que sólo será posible una mayor asunción del riesgo si el rendimiento obtenido es también mayor.

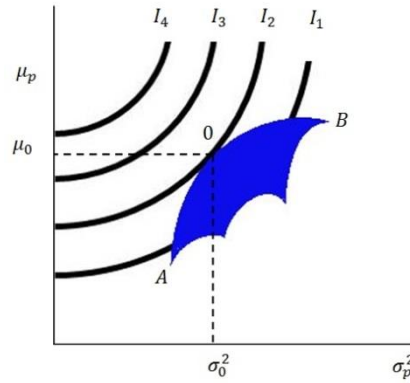


Ilustración 16.- Cartera óptima. Modelo de Markowitz.

Por último hay que señalar que implícitas en el modelo de optimización se encuentran ciertas hipótesis, además de las ya mencionadas sobre la normalidad de las distribuciones de probabilidad de las rentabilidades de los activos con riesgo y sobre la actitud de aversión al riesgo de los inversores. Estas hipótesis están relacionadas con la eficiencia de los mercados de capitales (mercados transparentes, sin barreras de acceso y de competencia perfecta), de modo que todos los inversores concebirán idénticas expectativas en cuanto a la rentabilidad y al riesgo de los activos; con la liquidez y el carácter perfectamente divisible de éstos; con la sustituibilidad entre dichos activos; y con la inexistencia de costes de transacción relevantes que deban ser incluidos en el modelo.

3.2. Reducción del número de estimaciones

La resolución de un modelo de optimización cuadrático paramétrico de carteras está condicionado por el elevado número de momentos de primer y segundo orden a estimar (medias, varianzas y covarianzas) en relación con los diferentes datos de los activos considerados. El problema se puede simplificar mediante la utilización de modelos de índices, el primero de los cuales fue desarrollado por Sharpe (1963).

3.2.1. El modelo de índice único

Inicialmente Sharpe sostiene que las rentabilidades r_{jt} de los diferentes títulos guardan relación entre sí porque todos ellos se ven afectados por un factor común que se relaciona linealmente con sus rentabilidades. Sugiere que tal factor ha de ser algún índice económico (PIB, IPC, renta per cápita, índices bolsistas...). Ello da lugar al modelo de índice único. Posteriormente plantea la posibilidad de un modelo multiíndice con varios factores explicativos de los rendimientos de los títulos.

El modelo econométrico de índice único¹⁰⁶, y principalmente en su variante de modelo de mercado, es el modelo con mayor aplicación financiera para el problema de la selección de carteras. El planteamiento de Sharpe (1963) viene definido por la siguiente expresión:

$$r_{it} = \alpha_i + \beta_i r_{It} + \varepsilon_{it} \quad (\text{Ex. 3.21})$$

Donde r_{it} expresa el rendimiento del activo i en el período t , α_i representa el rendimiento esperado independiente del índice I del activo i , β_i la sensibilidad del activo i a los movimientos del índice (coeficiente de volatilidad), r_{It} el rendimiento del índice en el período t , y ε_{it} la perturbación aleatoria con media nula, varianza finita igual a $\sigma_{\varepsilon_i}^2$ e incorrelacionado serialmente y con el índice I . Puesto que existe un amplio consenso en considerar que tal índice ha de ser un índice de bolsa, el modelo así definido se suele conocer como modelo de mercado y frecuentemente es sustituida la I por M en la notación propia del modelo.

Las expresiones de los momentos de primer y segundo orden según este modelo para un activo individual i serían:

$$E[r_{it}] = \alpha_i + \beta_i \mu_I = \mu_i \quad (\text{Ex. 3.22})$$

$$\sigma_i^2 = E[r_{it} - \mu_i]^2 = \beta_i^2 \sigma_I^2 + \sigma_{\varepsilon_i}^2 \quad (\text{Ex. 3.23})$$

$$\sigma_{ij} = \beta_i \beta_j \sigma_I^2 \quad (\text{Ex. 3.24})$$

Los parámetros de rentabilidad y riesgo de la cartera –momentos de primer y segundo orden– quedarían:

$$\mu_p = \sum \mu_i x_i = \sum \alpha_i x_i; \quad \forall i = 1, 2, \dots, n+1 \text{ y siendo } \alpha_{n+1} = \mu_I; \quad x_{n+1} = \sum \beta_i x_i \quad (\text{Ex. 3.25})$$

$$\sigma_p^2 = \sigma_I^2 [\sum \beta_i x_i]^2 + \sum \sigma_{\varepsilon_i}^2 x_i^2 \quad (\text{Ex. 3.26})$$

Y en notación matricial:

$$= [x_1 \quad \dots \quad x_n \quad x_{n+1}] \begin{bmatrix} \sigma_{\varepsilon_1}^2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_{\varepsilon_n}^2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \sigma_I^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ \dots \\ x_n \\ x_{n+1} \end{bmatrix} = X' S X; \quad (\text{Ex. 3.27})$$

$$\text{siendo } x_{n+1} = \sum \beta_i x_i; \quad \forall i = 1, 2, \dots, n$$

Es la naturaleza diagonal de la matriz S de varianzas-covarianzas del modelo de Sharpe lo que hace posible la reducción del número de estimaciones necesarias (varianzas residuales de cada

¹⁰⁶ Propuesto inicialmente por Markowitz y desarrollado por Sharpe, quien lo popularizó.

activo y del índice considerado), simplificando el proceso. Esto da lugar a un nuevo planteamiento de optimización conocido como modelo diagonal de Sharpe:

$$\min X'SX$$

$$\text{Suj. a: } AX = \mu_p$$

$$X \geq 0 \quad (\text{Ex. 3.28})$$

$$\text{Siendo } A = [\alpha_1 \quad \dots \quad \alpha_n \quad \alpha_{n+1}]; \alpha_{n+1} = \mu_I$$

$$\text{Y } x_{n+1} = \sum \beta_i x_i; \forall i = 1, 2, \dots, n$$

Autores como Elton y Gruber (1997) señalan que la estimación de las covarianzas realizada a partir del modelo diagonal o de mercado cuenta con mayor precisión que para el caso de estimación directa. El modelo de mercado permite la mejora de la predicción, incluso si se opta por realizar una estimación subjetiva (o modificar subjetivamente los datos históricos).

Otro aspecto positivo de este modelo es la medida de riesgo que deriva de él, conocida como coeficiente de volatilidad o beta, expresivo del impacto del mercado sobre el comportamiento de cada activo incorporado en el análisis de la cartera. La beta permite determinar el impacto que tendría la inclusión de un determinado activo en la cartera, teniendo en cuenta su relación con el mercado. Se calcula como el estimador MCO del parámetro β_i del modelo de mercado, de modo que su fórmula es:

$$\beta_i = \frac{\sigma_{iM}}{\sigma_M^2} \quad (\text{Ex. 3.29})$$

Siendo σ_{iM} la covarianza muestral entre las variables r_{it} y r_{Mt} , y σ_M^2 la varianza muestral de la variable r_{Mt} . La rentabilidad del mercado de activos (r_{Mt}) se identifica con la rentabilidad de un índice bursátil.

De la fórmula de la varianza del rendimiento de un activo con riesgo según el modelo de mercado vista anteriormente (Ex. 3.23), se desprende que el riesgo total del activo tiene dos componentes: el sistemático, dado por el mercado en que se negocia el activo, y el no sistemático o específico de dicho activo dado por características propias de la empresa emisora de este:

$$\sigma_i^2 = \beta_i^2 \sigma_M^2 + \sigma_{\varepsilon_i}^2 = \text{riesgo sistemático} + \text{riesgo específico} \quad (\text{Ex. 3.30})$$

Se puede demostrar que el riesgo específico puede ser reducido o eliminado por diversificación, es decir, repartiendo el presupuesto de inversión entre varios activos y no dedicándolo a un único activo.

3.2.2. Los modelos multiíndice

El modelo multiíndice surge como alternativa al modelo de mercado, buscando mejorar su capacidad informativa. Con él se propone estudiar la sensibilidad de la cartera ante cambios en los factores económicos y en los índices en los períodos sucesivos. La principal aportación del modelo reside en el suministro de inputs para las técnicas de optimización de carteras (estimaciones de las betas). Entre las utilidades del mismo estarían la evaluación de la performance de las carteras dentro de la gestión de carteras y ser la base de la aplicación de la teoría de la valoración por arbitraje o *APT*¹⁰⁷.

Su expresión vendría definida por:

$$r_{it} = \alpha_i + \sum_{j=1}^J \beta_{ij} I_{jt} + \varepsilon_{it}, \quad i = 1, 2, 3, \dots, n. \quad (\text{Ex. 3.31})$$

Donde β_{ij} representa la sensibilidad del activo i al índice j e I_j representa el índice j -ésimo, siendo J el número total de índices empleados.

Elton y Gruber (2011, p. 174) usan el rendimiento esperado de cada índice, la varianza del rendimiento de los mismos y la covarianza entre cada dos índices. De esta forma el rendimiento esperado de un activo vendría expresado por:

$$E(r_i) = E(\alpha_i + \beta_{i1} I_1 + \beta_{i2} I_2 + \dots + \beta_{ij} I_j + \varepsilon_i) \quad (\text{Ex. 3.32})$$

Como el valor esperado de la suma de variables aleatorias es igual a la suma de los valores esperados, el valor esperado de cada índice es igual a su esperanza, $E(I_j) = \bar{I}_j$, y la esperanza de la perturbación aleatoria es nula, $E(\varepsilon_i) = 0$, se tendría:

$$E(r_i) = \alpha_i + \beta_{i1} \bar{I}_1 + \beta_{i2} \bar{I}_2 + \dots + \beta_{ij} \bar{I}_j \quad (\text{Ex. 3.33})$$

A su vez la varianza del rendimiento se calcularía a partir de la siguiente expresión:

$$\sigma_i^2 = \beta_{i1}^2 \sigma_{I1}^2 + \beta_{i2}^2 \sigma_{I2}^2 + \dots + \beta_{ij}^2 \sigma_{Ij}^2 + \sigma_{\varepsilon i}^2 \quad (\text{Ex. 3.34})$$

Siendo su covarianza:

$$\sigma_{ij} = \beta_{i1} \beta_{j1} \sigma_{I1}^2 + \beta_{i2} \beta_{j2} \sigma_{I2}^2 + \dots + \beta_{ij} \beta_{jj} \sigma_{Ij}^2 \quad (\text{Ex. 3.35})$$

Los estudios realizados sobre este modelo se centran en el origen de los índices empleados. Se procede de dos formas distintas: una de ellas se centra en la idea de situar el origen en la matriz de varianzas-covarianzas de los rendimientos, y emplea el análisis factorial o de componentes principales (Roll y Ross, 1980); otro tipo de planteamiento a la hora de estimar

¹⁰⁷ Siglas en inglés de *Arbitrage Pricing Theory*.

un modelo multiíndice es el basado en especificar con carácter previo la estructura del mismo. Entre otros Cohen y Pogue (1967) incluyen índices de mercado-sector, Chen *et al.* (1983) tratan con índices económicos básicos como pueden ser la inflación o la producción industrial, mientras que Fama y French (1992) estudian las variables tamaño y ratio valor en libros / valor de mercado.

Las expresiones de rentabilidad media y varianza obtenidos según modelos multiíndice se aplican en planteamientos de optimización similares a los vistos con Markowitz y Sharpe. Respecto al planteamiento de Markowitz los modelos de índice único y multiíndice presentan una gran capacidad explicativa y predictiva del problema de selección de carteras. Permiten la simplificación en parte de la búsqueda de la cartera óptima, aunque el mayor número de inputs manejado en un multiíndice condiciona dicha simplificación.

3.3. La teoría del equilibrio en el mercado de capitales

Las decisiones de inversión del sujeto pueden verse ampliadas si se considera la posibilidad de adquirir para la cartera activos sin riesgo, bien sea por la cesión de parte de su presupuesto en préstamo a un tipo de interés sin riesgo¹⁰⁸ (denominado r_f), o por el posible endeudamiento más allá de la cantidad disponible de inversión¹⁰⁹. De esta forma la cartera potencialmente eficiente de un inversor antes compuesta únicamente por activos con riesgo, pasa a incorporar parte de su inversión en activos sin riesgo. El rendimiento de la nueva cartera mixta (r_p) vendría determinado por la siguiente expresión:

$$r_p = X_1 r_f + X_2 r; \text{ con } X_1 + X_2 = 1^{110} \quad (\text{Ex. 3.36})$$

Donde X_1 expresaría la participación en el activo sin riesgo, r_f la rentabilidad cierta¹¹¹ del activo carente de riesgo, y X_2 la inversión en los activos con riesgo, y r el rendimiento de dichos activos con riesgo.

La esperanza matemática de la rentabilidad de la cartera, $E(r_p)$, y la varianza de la misma, $\sigma^2(r_p)$, vendrán definidas por:

$$E(r_p) = \mu_p = X_1 r_f + X_2 E(r) = X_1 r_f + (1 - X_1) \mu_r \quad (\text{Ex. 3.37})$$

$$\sigma^2(r_p) = \sigma_p^2 = X_2^2 \sigma^2(r) = (1 - X_1)^2 \sigma^2(r) \quad (\text{Ex. 3.38})$$

¹⁰⁸ Las carteras compuestas por estos activos reciben el nombre de "lending portfolios".

¹⁰⁹ Las carteras compuestas por estos activos reciben el nombre de "borrowing portfolios".

¹¹⁰ Puede darse $X_1 \geq 1$ en caso de endeudamiento.

¹¹¹ Por lo que consta de esperanza matemática idéntica a su propio valor y varianza nula.

La nueva frontera eficiente pasa de ser curva a ser recta, con una pendiente igual a $\frac{\mu_r - r_f}{\sigma(r)}$, y con un valor para la ordenada en el origen igual a r_f . La expresión resultante será de la forma:

$$\mu_p = r_f + \frac{\mu_r - r_f}{\sigma_r} \sigma_p \quad (\text{Ex. 3.39})$$

Esta nueva frontera eficiente (recta) tiene como pendiente la tangente a la anterior frontera eficiente curva trazada desde $(r_f, 0)$ (Ilustración 17). La inversión representada por el punto de tangencia de la recta con la frontera de carteras (V) eficientes de Markowitz supone una inversión íntegra en activos con riesgo. Al contrario, situarse sobre la ordenada en el origen, representa una inversión completa en activo sin riesgo (r_f). La composición mixta de la cartera, con una participación en activos con y sin riesgo, se representará (dependiendo de las participaciones correspondientes) entre ambos puntos extremos (V y r_f). En aquel caso en el que se invierta más allá del 100% del presupuesto en activos con riesgo se estaría en el tramo derecho de la recta, una vez sobrepasado el punto V representativo de la inversión íntegra en activos con riesgo. Este sería el caso de una cartera con endeudamiento o cartera “*borrowing portfolio*”.

En la siguiente Ilustración 17 podemos observar la pendiente de la recta tangente a la frontera eficiente de Markowitz, definida por la recta $(\overline{r_fVM})$.

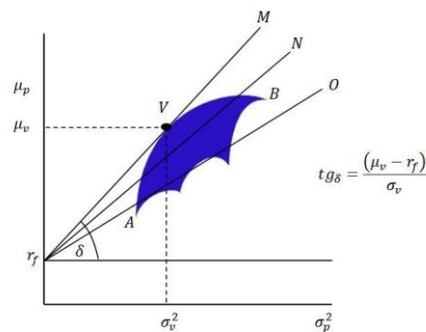


Ilustración 17.- Pendiente y tangencia de la recta de inversión en activos con y sin riesgo y la frontera eficiente de Markowitz.

Todas las rectas dibujadas en la Ilustración 17 $(\overline{r_fVM}, \overline{r_fN}, \overline{r_fO})$ combinan inversión con y sin riesgo. De todas ellas la de mayor pendiente y aquella a la vez tangente a la frontera eficiente de Markowitz es la que domina a las demás, por cuanto para un riesgo dado, proporcionan un rendimiento menor que las situadas sobre la recta $\overline{r_fVM}$, o para un rendimiento dado, proporcionan un riesgo mayor. Esta recta contiene además oportunidades de inversión más interesantes que la propia frontera de Markowitz, lo que la convierte en la *nueva* frontera eficiente.

Tobin (1958) señala que la composición de la cartera de inversión de activos con riesgo, que los sujetos combinarán con el activo sin riesgo de la frontera eficiente de Markowitz no depende ni del presupuesto del inversor (quien puede endeudarse), ni de su aversión al riesgo ni del rendimiento deseado por él. La definición de la frontera eficiente está condicionada exclusivamente por el mercado y por su funcionamiento, al que todos los inversores concurren con la misma cantidad y calidad de información. El conjunto de inversores incorporan sus funciones de utilidad y curvas de indiferencia a la información que tienen del mercado y sitúan su posición a lo largo de la recta-frontera eficiente. De esta forma Tobin (1958) en su *teorema de separación* concluye que la elección de la cartera óptima de un inversor -compuesta por activos con y sin riesgo- se lleva a cabo en dos fases, una caracterizada por encontrar la cartera óptima del mercado de activos con riesgo, y la segunda por la decisión de las proporciones de participación de ambos tipos de activos (con y sin riesgo). La cartera óptima escogida estará situada sobre la recta-frontera eficiente definida.

Elton y Gruber (1997) se refieren positivamente a este teorema, debido a su capacidad para simplificar el cálculo de la cartera óptima. De esta forma el planteamiento se basa en encontrar la cartera que se halla en el punto de tangencia entre una recta trazada desde la rentabilidad del activo sin riesgo a la frontera eficiente de Markowitz; combinación que maximiza el valor de la pendiente igual a $\frac{\mu_p - r_f}{\sigma_p}$. Otros autores como Ross (1978) estudian la naturaleza de los activos y el número de estos a la hora de componer la cartera.

La teoría del mercado de capitales parte de la asunción de varias hipótesis: la totalidad de los inversores prefieren una cartera de la frontera eficiente, los inversores son indiferentes ante un incremento de los dividendos o intereses, el horizonte temporal de los inversores es de un período y es de igual duración, la inversión es perfectamente divisible, el mercado es perfectamente competitivo, se puede prestar y pedir prestado al tipo de interés libre de riesgo la cantidad necesaria, la totalidad de los inversores tienen las mismas posibilidades de inversión y los inversores tienen acceso a la misma información –en calidad y cantidad-. Por ello es de suponer una actuación homogénea de los mismos en el mercado¹¹², que se hace explícita gráficamente en el hecho de que la cartera elegida por los inversores es aquella cartera tangente compuesta íntegramente por activos con riesgo. Por esto la totalidad de los activos con riesgo que se negocian en el mercado deben estar contenidos en ella, ya que, de otro modo, no serían adquiridos. Esta cartera recibe el nombre de *cartera de mercado*, y se simboliza por *M*.

¹¹² Se considera el comportamiento del mercado de capitales en su conjunto y no de un sujeto inversor en particular durante un período de tiempo concreto.

Adicionalmente la asunción de las hipótesis lleva a considerar que los inversores son individuos que diversifican el riesgo de forma eficiente y consiguen con ello eliminar el riesgo específico de cada activo. Cualquier individuo preferirá una inversión en una cartera de activos que le permita eliminar el riesgo específico y además obtener el rendimiento deseado. Según esto como se trata de una cartera eficiente, el riesgo específico ($\sigma_{\varepsilon_i}^2$) es eliminado por diversificación, por lo que la expresión de la varianza del rendimiento de un activo con riesgo (Ex. 3.30) quedaría:

$$\sigma_p^2 = \beta_p^2 \sigma_M^2 + \sigma_{\varepsilon_i}^2 = \beta_p^2 \sigma_M^2 + 0 = \beta_p^2 \sigma_M^2 \quad (\text{Ex. 3.40})$$

De donde, haciendo la raíz cuadrada, se obtendría:

$$\sigma_p = \beta_p \sigma_M; \beta_p = \frac{\sigma_p}{\sigma_M} \quad (\text{Ex. 3.41})$$

Por este motivo el riesgo relevante a evaluar deja de ser el riesgo total, y pasa a serlo el riesgo no diversificable o sistemático. Se abandona así la perspectiva de composición de la cartera basada en un único activo y se apuesta por su combinación con otros títulos. El mercado, según esta propuesta, pasa a remunerar tan sólo el riesgo sistemático asumido por el inversor -medido por su beta, β_p (Ex. 3.41)-.

El rendimiento esperado de la inversión (μ_p) está compuesto por la suma de la rentabilidad del activo libre de riesgo (r_f) más la remuneración que obtiene el inversor al optar por una combinación con riesgo ($\mu_M - r_f$) ponderada por el propio riesgo asumido. El inversor, por tanto, exigirá una rentabilidad mayor cuanto mayor sea su riesgo sistemático. La expresión matemática representa las combinaciones rentabilidad esperada-riesgo de las carteras eficientes en una situación de equilibrio del mercado. Esta recta-frontera eficiente se denomina *línea del mercado de capitales* (en inglés, *Capital Market Line –CML-*) y su expresión sería:

$$\mu_p = r_f + \frac{\mu_M - r_f}{\sigma_M} \sigma_p \quad (\text{Ex. 3.42})$$

Introduciendo la beta en la expresión Ex 3.42 , la fórmula de la CML quedaría:

$$\mu_p = r_f + (\mu_M - r_f) \beta_p \quad (\text{Ex. 3.43})$$

La estimación de los parámetros definitorios de la cartera de mercado ($\mu_M; \sigma_M$) toma como variable proxy del comportamiento del mercado un índice bursátil.

La validez empírica de la *CML* puede ser contrastada a través de un modelo econométrico que incorpore el grado de correlación entre los parámetros¹¹³ μ_p y σ_p . De esta forma si el mercado se encuentra en equilibrio¹¹⁴, el riesgo medido por la desviación típica explicaría completamente la rentabilidad que se espera de las distintas carteras eficientes¹¹⁵. A la hora de la contrastación empírica, en aquel supuesto en el que los valores estimados para r_f y $\mu_M - r_f / \sigma_M$ a través del modelo econométrico anterior se aproximasen a los estimados para la expresión de la *CML* a partir de alguna variable proxy, implicará un correcto funcionamiento de la dimensión explicativa de la *CML*.

A partir de la definición de la *CML*, el desarrollo del *Capital Asset Pricing Model* (en adelante, *CAPM*) hace posible la valoración de cualquier activo con riesgo, y no sólo de carteras eficientes. Se estaría ante la propuesta de la *línea de mercado de valores* o *Security Market Line -SML-*.

Según el *CAPM* el rendimiento esperado de un título (μ_j) es función de la rentabilidad libre de riesgo (r_f) más una prima por el riesgo asumido que se calcula a partir de la prima por riesgo que se espera del mercado en su conjunto ($\mu_M - r_f$), ponderada por una medida del riesgo del título que no es posible eliminar diversificando, el riesgo sistemático –la beta del título j , β_j -. La diferencia de la expresión de la *CML* con la *SML* se encuentra en la definición de la beta del título. En ambas expresiones la beta se calcula a partir de la relación de la covarianza de la cartera p –*CML*- o del título j –*SML*- con el mercado (σ_{pm} ó σ_{jm}) y el riesgo del propio mercado –expresado en términos de varianza (σ_M^2)-. De esta forma:

$$\beta_p = \frac{\sigma_{pm}}{\sigma_M^2} = \frac{\sigma_p \sigma_M \rho_{pm}}{\sigma_M^2} = \frac{\sigma_p}{\sigma_M} \rho_{pm} = \frac{\sigma_p}{\sigma_M} \quad (CML) \quad (Ex. 3.44)$$

$$\beta_j = \frac{\sigma_{jm}}{\sigma_M^2} = \frac{\sigma_j \sigma_M \rho_{jm}}{\sigma_M^2} = \frac{\sigma_j}{\sigma_M} \rho_{jm} \quad (SML) \quad (Ex. 3.45)$$

En el caso de la *CML* se establece como hipótesis que el valor del coeficiente de correlación entre la rentabilidad de una cartera eficiente y la del mercado es igual a la unidad ($\rho_{pm} = 1$), por cuanto la diversificación de la cartera ha eliminado el riesgo no sistemático y todo su riesgo procede del mercado. Sin embargo en el caso de la *SML* el valor del coeficiente de correlación entre las rentabilidades del título analizado y el mercado puede tomar cualquier

¹¹³ A mayor coeficiente de correlación, mayor coeficiente de determinación (cuadrado del coeficiente de correlación), lo que sería expresivo de una mayor capacidad explicativa del modelo en relación con las variaciones en la variable dependiente μ_p .

¹¹⁴ Las condiciones que se tienen que dar para que un mercado se encuentre en equilibrio son: que la totalidad de los inversores posean alguna proporción de todos los activos con riesgo, que los precios de los activos se fijen cuando el número de acciones demandadas se iguale al número de acciones ofertadas y que la rentabilidad sin riesgo se establezca cuando se igualen las cantidades de dinero prestadas y pedidas en préstamo sin riesgo.

¹¹⁵ Presentando entonces un coeficiente de determinación igual a 1.

valor comprendido entre -1 y 1. Es por ello que la *CML* puede considerarse un caso particular de la *SML* y que esta resulte de aplicación a cualquier activo con riesgo, sea título individual o cartera eficiente o ineficiente.

3.4. Performance de carteras

La gestión profesional de las carteras de inversión es llevada a cabo por agentes que ven vinculada su remuneración con los resultados obtenidos en las carteras comentadas. Por ello parece necesario establecer alguna medida que permita la comparación entre carteras confeccionadas por distintos gestores, y evaluar así la actividad de los mismos en términos relativos. Para tal fin se han desarrollado las llamadas medidas de *performance*, basadas en los dos elementos definitorios de las carteras: la rentabilidad y el riesgo. Éstas permiten el establecimiento de una única cifra resultante para el binomio rentabilidad-riesgo, lo que facilita la evaluación de la gestión de carteras y permite establecer un ranking entre diferentes gestores o carteras de inversión.

Las medidas iniciales y más empleadas desde la década de 1960¹¹⁶ son el *ratio de Sharpe* (Sharpe, 1966), el *ratio de Treynor* (Treynor, 1965) y el *alfa de Jensen* (Jensen, 1968, 1969). Uno de los elementos que generaron mayor discusión dentro de las medidas de *performance* es la definición de la medida correcta del riesgo. Sharpe opta por considerar el riesgo total, medido por la desviación típica, mientras que Treynor y Jensen prefieren el riesgo sistemático medido por la beta.

3.4.1. Medidas de performance

3.4.1.1. Ratio de Sharpe (1966)

La expresión del ratio de Sharpe como medida de *performance* de carteras sería:

$$S_p = \frac{r_p - r_f}{\sigma_p} \quad (\text{Ex. 3.46})$$

En la que r_p y σ_p expresarían el rendimiento obtenido y el riesgo (desviación típica del rendimiento) de la cartera p y r_f representa la rentabilidad del activo libre de riesgo para el período de tiempo sujeto a evaluación. La cartera con mayor valor del índice expresará una mejor posición frente al resto, ya que presenta una mayor prima de rentabilidad por unidad de riesgo soportado, y por ello, un mayor grado de deseabilidad.

De esta forma el análisis de la deseabilidad de un conjunto de carteras, incluida la del mercado, partiría del cálculo de los diferentes *ratios de Sharpe*¹¹⁷. La ordenación de la

¹¹⁶ Véanse, entre otros, Elton y Gruber (1997) y Moreno y Olmedo (2003).

¹¹⁷ La cartera de mercado se identifica con un índice bursátil.

performance de las carteras sigue el criterio del mayor valor de las pendientes de las diferentes rectas que parten de la ordenada en el origen r_f .

En la Ilustración 18 se puede observar cómo la cartera L "bate" a la cartera de mercado M , quien a su vez hace lo propio con la cartera N . Carteras como la N no serían nunca preferidas puesto que antes de optar por éstas el inversor preferiría invertir en la de mercado (cartera no gestionada) o en cualquier combinación entre el activo sin riesgo r_f y la cartera M . Caso contrario sucede con la cartera L , que ofrece una mejor relación rendimiento-riesgo que la cartera de mercado M , coincidente con una comentada pendiente mayor. Según lo apuntado se cumpliría que el orden de preferencia de las carteras atendiendo al valor del *ratio de Sharpe* sería: $S_L > S_M > S_N$.

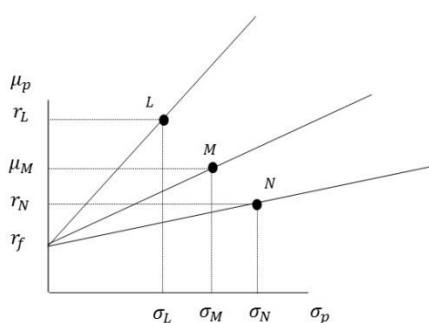


Ilustración 18.- Ratio de Sharpe.

Moreno y Olmedo (2003) destacan lo señalado por el propio Sharpe (1994) referente a que la medición real del ratio sólo es correcta cuando se evalúa el efecto que tiene la incorporación de un activo (o cartera) con riesgo en una cartera carente de éste -compuesta al 100% por un activo libre de riesgo-. Esto es debido a que la medición del riesgo se realiza a partir de la varianza o desviación típica -sin considerar las covarianzas entre activos-. Si se está en aquel caso en el que en la cartera existieran activos con riesgo, el resultado del índice no sería fiable, debido al condicionamiento de las posibles correlaciones entre los activos y su no consideración en el índice.

Elton y Gruber (1997) se refieren a la versión modificada de este índice, el *Information Ratio*. Se basa en la comparación de la rentabilidad de la cartera con la de otra de referencia o *benchmark*, en vez de compararla con la rentabilidad del activo sin riesgo, lo que dota a la medida de un valor añadido. La cartera objetivo o *benchmark* puede estar compuesta a su vez por varias carteras. La medida del riesgo es la desviación típica de la cartera. La expresión de dicho ratio sería:

$$\text{Information Ratio} = \frac{\alpha_p}{\sigma_d} \quad (\text{Ex. 3.47})$$

Donde $\alpha_p = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (r_{p,t} - r_{b,t})$, para la que $r_{p,t}$ expresa el rendimiento de la cartera p en el período t , y $r_{b,t}$ la rentabilidad de la cartera *benchmark* en t . $d = (r_p - r_b)$ la diferencia de rentabilidad entre la cartera a evaluar y la cartera objetivo o *benchmark* y σ_d su desviación típica, llamada *tracking error* o error de seguimiento. La obtención de rentabilidades superiores a la del *benchmark* redundaría en un mayor valor del índice, penalizándose la asunción de un mayor riesgo (superior al del *benchmark*).

3.4.1.2. Índice de Treynor (1965)

Treynor (1965) considera en su índice de *performance* idéntica prima de riesgo que el de Sharpe ($r_p - r_f$) y como medida del riesgo el *riesgo sistemático* o de mercado que se mide a través del *coeficiente de volatilidad* o beta β_p . Establecer como medida del riesgo la beta permite incorporar al planteamiento la correlación entre el activo y el mercado, lo que mejora su capacidad informativa¹¹⁸ en comparación con el de Sharpe.

Este índice recibe el nombre de *ratio premio/volatilidad*, puesto que se define a partir de la siguiente expresión:

$$T_p = \frac{r_p - r_f}{\beta_p} \quad (\text{Ex. 3.48})$$

A diferencia del *ratio de Sharpe*, que parte del marco teórico de la CML, el *índice de Treynor* guarda relación con la *línea del mercado de títulos* o SML o CAPM. Según el CAPM en un mercado en equilibrio tan sólo se retribuye el riesgo sistemático o no diversificable, ya que el riesgo específico, como se comentó anteriormente, puede ser eliminado por diversificación. Ese riesgo sistemático medido por beta es el que se considera en el *índice de Treynor*.

Cuanto mayor sea el valor del T_p , mejor *performance* de la cartera. Si se busca comparar la gestión de la cartera con la que se conseguiría simplemente replicando el mercado, la *performance* de la cartera de mercado sería:

$$T_M = \frac{r_M - r_f}{\beta_M} \quad (\text{Ex. 3.49})$$

Si se comparan ambos resultados (Ex. 3.48 y Ex. 3.49), y se está en el caso en el que $T_p > T_M$, se puede concluir que la cartera p está “batiendo” al mercado.

Otra de las notaciones alternativas al T_p es la que mide la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de mercado y el *índice de Treynor* de la cartera. Los resultados buscados son los menores valores, lo que transmitirá que la diferencia entre rentabilidades –del mercado y de la cartera- es también menor:

¹¹⁸ Puesto que la beta mide la contribución del activo al riesgo de la cartera de mercado.

$$T_p' = r_M - T_p \quad (\text{Ex. 3.50})$$

3.4.1.3. Alfa de Jensen (1968)

El *índice de Jensen (1968)* es una medida de *performance* que parte de la expresión de una recta paralela a la *SML ex-post*¹¹⁹ y tiene en cuenta la prima de rentabilidad de un mercado en equilibrio ($\mu_M - r_f$) ponderada por el riesgo sistemático asumido (β_p) de la cartera estudiada. Es decir, mide la prima o exceso de rentabilidad por encima de la libre de riesgo que la cartera ofrece menos la prima de riesgo sistemático que corresponde a la cartera según el *CAPM*. De ahí que se llame medida de *rentabilidad diferencial*, o también *alfa* o *índice de Jensen*.

Según esta medida Jensen clasifica los activos financieros como superiores ($J_p > 0$), inferiores ($J_p < 0$) y neutros ($J_p = 0$).

$$J_p = (r_p - r_f) - \beta_p(r_M - r_f) \quad (\text{Ex. 3.51})$$

El inconveniente de esta medida radica en que, dadas dos carteras, A y B, como las reflejadas en la Ilustración 19, la aplicación del *índice de Jensen* nos llevaría a considerarlas igualmente bien gestionadas, pues $J_A = J_B$. Sin embargo, no deben ser comparadas sin más, pues resulta más meritorio la obtención de una rentabilidad extra de un $J_A\%$ ó ($J_B\%$) si sólo se soporta un riesgo β_A en lugar de un mayor riesgo, tal como β_B . Es por ello que se ha propuesto una medida alternativa a partir de esta.

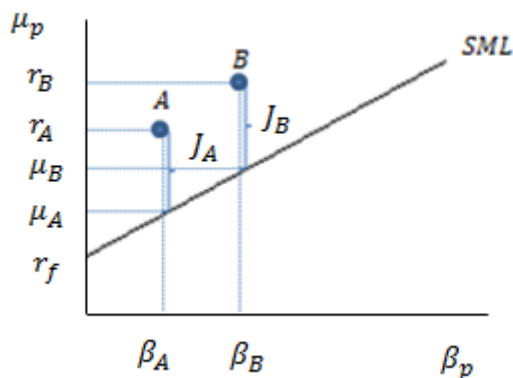


Ilustración 19.- Alfa de Jensen.

Si la expresión del *alfa de Jensen* se divide por β_p se obtiene el *índice de Smith y Tito (1969)* o *índice de Jensen modificado*:

$$\frac{J_p}{\beta_p} = \frac{(r_p - r_f)}{\beta_p} - (r_M - r_f) \quad (\text{Ex. 3.52})$$

¹¹⁹ La ecuación de la *SML* en versión ex-ante es: $\mu_p' = r_f + \beta_p(\mu_M - r_f)$. Una paralela a la *SML* en versión ex-post tendría a su vez la siguiente expresión: $r_p' = r_f + \beta_p(r_M - r_f) + J_p$

Este índice, equivalente al de Treynor, recoge la diferencia entre el *ratio premio/volatilidad* del activo analizado p y el de la cartera de mercado (ya que $\beta_M = 1$). Será más preferido aquel que mayor índice presente (J_p/β_p). Un valor del índice positivo expresará que el activo-cartera p ha obtenido una rentabilidad mayor a la del mercado (habrá batido al mercado).

Elton y Gruber (1997) señalan el trabajo de Ippolito (1989) como caso de estudio de aplicación del *alfa de Jensen* a un entorno multiíndice. Compara la gestión activa de carteras de uno o varios fondos y otra gestión pasiva. Propone, en caso de estar ante activos de empresas de pequeño tamaño, la introducción dentro del modelo de Jensen de una nueva variable (r_{sst}). Ésta representaría el rendimiento de un índice de activos pequeños (de menor capitalización bursátil) en el período t , permaneciendo el resto de variables en los mismos términos que en el modelo anterior. La nueva expresión del modelo sería:

$$r_{pt} - r_{ft} = \alpha_p + \beta_p(r_{Mt} - r_{ft}) + \beta_{ssp}(r_{sst} - r_{ft}) + \varepsilon_{pt} \quad (\text{Ex. 3.53})$$

La variable incorporada permite que el modelo reformulado gane en consistencia. De esta forma si los activos evaluados son pequeños, el nuevo modelo permitirá reducir las diferencias encontradas en los resultados obtenidos para carteras de activos grandes y pequeños¹²⁰. Adicionalmente en caso de existir gastos en la gestión de los fondos evaluados, éstos penalizarán la performance.

Elton y Gruber (1997) se refieren a los trabajos de autores como Connor y Korajczyk (1991) para concluir que la aplicación del modelo de Jensen en cualquiera de sus versiones multiíndice es más apropiada que la aplicación de las múltiples versiones del modelo de índice único.

3.4.1.4. La M^2 de Modigliani y Modigliani o performance ajustada al riesgo (Risk Adjusted Performance)

Modigliani y Modigliani (1997) proponen una medida para la *performance* ajustada al riesgo, la denominada M^2 . Para ello su propuesta se basa en fijar un nivel de riesgo (puede ser el del mercado o el del *benchmark*) al que igualar el riesgo de la cartera que se evalúa en el periodo. Para ello se procede a apalancar o desapalancar como se indica en la Ilustración 20 (Moreno y Olmedo, 2003).

¹²⁰ Los resultados para los pequeños activos presentaban rendimientos anuales un 10% superior y betas superiores a los de los grandes activos.

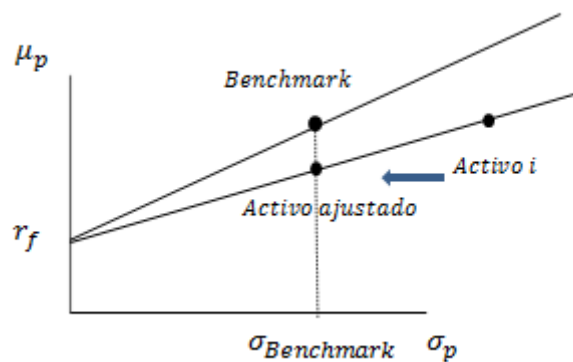


Ilustración 20.- Gráfico de apalancamiento-desapalancamiento de la M^2 (Modigliani y Modigliani).
Fuente: Moreno y Olmedo (2003).

Su expresión matemática es:

$$M^2 = \frac{\sigma_b}{\sigma_i} (r_i - r_f) + r_f \quad (\text{Ex. 3.54})$$

Donde r_i expresaría la rentabilidad de la cartera o activo i , r_f la rentabilidad del activo libre de riesgo, σ_b la desviación típica de la rentabilidad de la cartera *benchmark* y σ_i la desviación típica de la rentabilidad de la cartera o activo i .

La principal ventaja de la M^2 reside en la posible interpretación económica del resultado obtenido, ya que expresa un diferencial de rentabilidad (en puntos básicos) para un cierto nivel de riesgo. Por otro lado conduce al mismo ranking de carteras que el *ratio de Sharpe*.

3.4.1.5. Reward to Semivariability (R/SV)

El establecimiento de la medida más adecuada para el riesgo es uno de los elementos más sensibles de la *performance*. De hecho ante un incumplimiento de la hipótesis de normalidad de la distribución de los rendimientos, es cuestionable el empleo de una medida de dispersión centrada en la media como lo es la varianza, apropiada para distribuciones simétricas (Nawrocki, 1999). Como planteamiento alternativo, se ha considerado a menudo la medición del riesgo real a través del denominado *downside risk*. Esta propuesta tiene su base en la consideración del riesgo como aquella situación en la que se obtiene un resultado por debajo del objetivo marcado, y no por encima de la rentabilidad fijada. El sujeto sólo muestra aversión a la obtención de un rendimiento inferior, no superior al establecido. Estas medidas *downside risk* permiten corregir el sesgo de las medidas de centralidad (media y varianza-desviación típica).

La medida *Reward to Semivariability (R/SV)*, aunque semejante al *ratio de Sharpe*, incorpora como medida del riesgo la semidesviación típica. Ello permite reducir el riesgo a aquellos casos

en los que los resultados obtenidos de las carteras estudiadas estén por debajo de un nivel o *benchmark*. Su expresión analítica, recogida en Moreno y Olmedo (2003), sería:

$$R/SV = \frac{(r_p - r_f)}{Semi \sigma_p} \quad (Ex. 3.55)$$

Donde r_p expresaría la rentabilidad de la cartera o activo p , r_f la rentabilidad del activo libre de riesgo y $Semi \sigma_p$ la semidesviación típica de la cartera o activo p , calculado como:

$$Semi \sigma_p = \sqrt{\sum_{t=1}^T \min\{0, (r_{p_t} - Umbral)\}^2} / T \quad (Ex. 3.56)$$

Donde T es el número de períodos, r_{p_t} es la rentabilidad de la cartera o activo p en el momento t y el *Umbral* es la rentabilidad por debajo de la cual el inversor sufriría una utilidad negativa.

Una variante de este ratio sería el que resulta de medir la semivariabilidad a través de un *Lower-Partial-Moment (LPM)*, definido a partir de un coeficiente (número entero o fraccional) que se corresponde con el grado de aversión al riesgo del inversor. Según lo apuntado, su expresión sería:

$$LPM(a, t) = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \min[0, (r_{p_t} - U)]^a \quad (Ex. 3.57)$$

En la que T es el número de períodos considerados, U es el umbral y a es el *grado de LPM*. La ventaja de esta medida del riesgo es que no limita la evaluación de los resultados a una única forma de la función de utilidad del inversor, aportando flexibilidad al método. De esta forma un inversor “amante” del riesgo vendrá definido por un valor de a menor que 1 ($a < 1$), otro *neutral* por un valor de a igual a 1 ($a = 1$), y otro con cierto grado de aversión presentará un valor de a mayor que 1 ($a > 1$).

3.4.1.6. El Gh1 y el Gh2 de Graham y Harvey

Graham y Harvey (1997) desarrollan dos nuevos métodos en el contexto media-varianza para la evaluación de los resultados de los gestores de carteras o fondos de inversión, el *Gh1* y el *Gh2*. El *Gh1* evalúa y cuantifica la existencia de rendimientos extraordinarios en relación con un *benchmark* o índice de referencia. Se trata de estimar el diferencial de rentabilidad entre el obtenido por la cartera o el fondo de inversión y un *benchmark* o índice (IBEX-35, por ejemplo). Previamente se busca igualar el nivel de riesgo (varianza) de dicho *benchmark* o índice con el del fondo a evaluar a través del ajuste de la rentabilidad del *benchmark* (Ilustración 21). Se trata de un procedimiento similar al empleado para la M^2 basado en un ajuste por apalancamiento. En caso de que la volatilidad del fondo sea mayor que la del

benchmark será necesario un proceso de apalancamiento sobre este índice hasta que su varianza (riesgo) sea similar a la del fondo a evaluar. De modo contrario, si la volatilidad del fondo es menor que la del *benchmark*, se supone que se invierte una pequeña cantidad en este índice, y el resto en el activo libre de riesgo, para reducir el riesgo del índice hasta el nivel deseado. Esta medida aporta así datos sobre el exceso/defecto de rendimientos ajustados al riesgo.

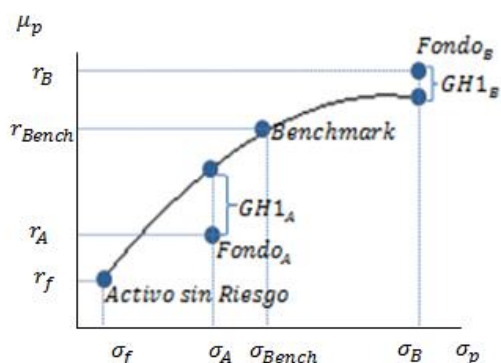


Ilustración 21.- Índice GH1. Fuente: Moreno y Olmedo (2003).

En la Ilustración 21 se observa el procedimiento del *GH1*, basado en calcular la diferencia entre la rentabilidad obtenida por el fondo A o B y la rentabilidad teórica obtenida por el índice, definido un nivel de volatilidad concreto igual a uno de los fondos.

La medida *Gh1* tiene como limitación la imposibilidad de poder establecer comparaciones entre fondos, debido al distinto nivel de riesgo para cada uno (similar a la problemática del *alfa de Jensen*). Para solucionarlo surge el *Gh2*, que hace posible la comparación de resultados entre diversos fondos de inversión. El modo de proceder es similar al del *Gh1*, elevando o reduciendo el nivel de riesgo de los fondos de inversión (en vez del *benchmark*) hasta alcanzar la volatilidad deseada igual a la del mercado (considerado *benchmark*). De esta forma todos los fondos presentarían el mismo nivel de riesgo, pudiendo establecer comparaciones.

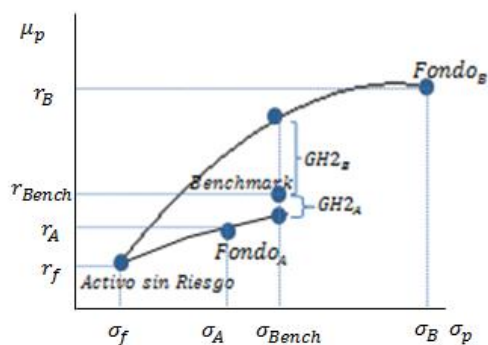


Ilustración 22.- Índice GH2. Fuente: Moreno y Olmedo (2003).

En la Ilustración 22 se puede observar el ajuste que realiza el *Gh2* sobre la rentabilidad de los fondos A y B, hasta igualar la volatilidad del *benchmark*. Tras ello se obtiene la diferencia entre la rentabilidad modificada de cada fondo y la del *benchmark*: $Gh2_{fondo} = r^*_{fondo} - r_{indice}$, en la que r^*_{fondo} expresa la rentabilidad ajustada al nivel de volatilidad del *benchmark*. Los resultados ajustados por riesgo conseguidos por el fondo B son mejores que los del fondo A, por lo que parece evidente que la opción mejor es la del fondo B atendiendo a este indicador de eficiencia en la gestión de fondos.

3.4.2. La cartera óptima según las medidas de *performance*

Los diversos planteamientos de optimización comentados (Markowitz, formulados sobre modelos de generación de rentabilidad de índice único, formulados sobre modelo multiíndice...) son expresados tanto en términos de maximización de la rentabilidad sujeta a un nivel de riesgo objetivo, como en forma de minimización de riesgo sujeta a una rentabilidad objetivo. En ambos casos el objetivo es encontrar carteras eficientes con las que obtener el mejor resultado posible del binomio rentabilidad-riesgo.

El planteamiento de Markowitz es considerado punto de referencia en el análisis de carteras desde la perspectiva de un inversor racional con aversión al riesgo y en el contexto de la programación matemática. La flexibilidad que ofrece este último unida a la aplicación de la lógica financiera, posibilita el diseño de modelos más sofisticados de selección de carteras eficientes y óptimas con los que ajustarse a los intereses del inversor y a las circunstancias de la inversión, a través de la adecuada adaptación de la función objetivo y de las restricciones del problema.

En este sentido, las medidas de *performance* permiten un nuevo planteamiento de optimización, en este caso incluso más sencillo que el de Markowitz, por cuanto reúnen en una sola variable o fórmula los dos parámetros fundamentales: rentabilidad y riesgo. Puesto que la teoría financiera sugiere que el objetivo del inversor racional debe ser el de encontrar una cartera que equilibre el rendimiento y el riesgo, parece razonable plantear el problema en términos de maximización de la rentabilidad ajustada al riesgo, esto es, de maximización de alguna de las medidas de *performance*. Así, si consideramos adecuado como tal el *ratio de Sharpe*, un planteamiento de optimización sencillo sería:

$$Max S_p = \frac{r_p - r_f}{\sigma_p} = \frac{X_1 r_1 + X_2 r_2 + \dots + X_n r_n - r_f}{\sqrt{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n X_i X_j \sigma_{ij}}}$$

$$Suj. a: \sum_{i=1}^n X_i = 1 \quad (Ex. 3.58)$$

$$X_i \geq 0; \quad \forall i = 1, \dots, n$$

En el que r_p y σ_p expresarían el rendimiento y el riesgo -desviación típica del rendimiento- de la cartera, r_f representa la rentabilidad del activo libre de riesgo para el período considerado, r_i la rentabilidad del activo con riesgo i y X_i expresaría la proporción del presupuesto invertido en el activo i .

3.5. Revisión del planteamiento de Markowitz

Una de las aportaciones más interesantes realizadas por Markowitz es la necesaria consideración de las relaciones de cada activo con el resto de activos en cuanto a movimientos en el mercado, dejando de atender exclusivamente a las características definitorias de cada uno de ellos en materia de selección de carteras (Elton y Gruber, 1997). A partir de esta y otras aportaciones relevantes expuestas, se han seguido diversas líneas de estudio en búsqueda de un mayor refinamiento teórico. Así, algunos autores se han dedicado a estudiar las condiciones necesarias que se han de dar en las funciones de utilidad y en las distribuciones de los rendimientos de los activos para justificar una optimización en términos de media-varianza (Tobin, 1958). Otros han estudiado la validez de otros momentos estadísticos más allá de los de primer y segundo orden (por ejemplo la asimetría) a través de la mejora de la información que aportan sobre la distribución de los rendimientos de una cartera (Kraus y Litzenberger, 1976). Sin embargo las líneas de investigación más prolíficas y quizás más interesantes, desde el punto de vista del autor del presente trabajo, que serán objeto de revisión en las siguientes páginas son:

- La optimización del binomio rentabilidad-riesgo a través de medidas de riesgo distintas a la varianza que permitan una mejor definición y medición del riesgo.
- La optimización robusta, con base en el hecho de que los datos empleados a menudo adolecen de errores de estimación.

3.5.1. La búsqueda de la medida de riesgo más adecuada: del análisis media-varianza a los análisis media-VaR y media-CVaR

El modelo de Markowitz (1952), intuitivo, de amplia aplicación en la gestión del riesgo en el área financiera, busca definir la composición de aquella cartera óptima para el inversor. Basado en el binomio media-varianza, asume la existencia de los dos primeros momentos estadísticos como medida del rendimiento de la cartera –media- y del riesgo –varianza¹²¹. Sin embargo algunos autores (Fabozzi *et al.*, 2010) cuestionan la aplicabilidad general del planteamiento media-varianza. Señalan el marcado carácter subjetivo de la definición del riesgo para cada sujeto inversor, con condicionantes endógenos y exógenos propios, lo que

¹²¹ Susceptible de ser reducido sin necesidad de cambiar la expectativa de rendimiento de la cartera.

dificulta la existencia de una medida unificada y objetiva para el riesgo. La preocupación del inversor podría estar relacionada con diferentes planteamientos; por ejemplo, movimientos *bajistas* del mercado o grandes/pequeñas fluctuaciones del mercado.

El problema reside en que la capacidad informativa de la varianza -escogida como medida del riesgo- es, en cierto modo, escasa. Sería, pues, necesaria la reformulación de la medida del riesgo para que esta lograra individualizar el problema de cada inversor¹²². Entre las medidas de riesgo alternativas, algunas ya señaladas anteriormente, para modelos de optimización de carteras estarían la semi-varianza -introducida por el propio Markowitz (1959)-, el momento parcial de orden menor o *Lower Partial Moment*, la desviación absoluta media, el Minimax, el valor en riesgo o VaR¹²³, el valor en riesgo condicionado o CVaR¹²⁴, y las medidas coherentes de riesgo, entre otras. En Rockafellar y Uryasev (2000), Krokmal *et al.* (2002), Alexander (2009) y Fabozzi *et al.* (2010) se pueden encontrar interesantes revisiones al respecto. De entre las medidas anteriormente expuestas nos centraremos en dos de las más recientes y más empleadas en el ámbito financiero, que están mereciendo mayor atención y desarrollo: el valor en riesgo o VaR y el valor en riesgo condicionado o CVaR.

Tanto la técnica VaR como la CVaR se proponen como herramientas para medir los efectos negativos de aquellas carteras extremas con movimientos bajistas. Se trata, por tanto, de medidas de *downside risk*. La búsqueda de una medida alternativa a la varianza relacionada con el *downside risk* adquirió un importante papel ya desde los inicios de la teoría de carteras. De hecho Roy (1952), según se recoge en Fabozzi *et al.* (2010), propuso incorporar una restricción relacionada con el *downside risk* dentro del planteamiento de maximización del rendimiento de la cartera. La complicación de los cálculos impidió una extensión del uso del mismo hasta la propuesta realizada por J.P.Morgan¹²⁵.

El VaR es una medida utilizada frecuentemente en la gestión del riesgo en el sector financiero gracias a su simplicidad en el cálculo y a su aceptación por parte de los reguladores como medida de cálculo de las necesidades bancarias de capital (Fabozzi *et al.*, 2010).

El planteamiento VaR (Alexander, 2009; Elton y Gruber, 2011, p. 259) se centra en el estudio del extremo inferior de la cola de la distribución normal del rendimiento de la cartera. Se busca

¹²² Por ejemplo, introducir en la cartera de inversión productos financieros derivados como cobertura frente al riesgo, llevará a una distribución de los rendimientos de la cartera asimétrica y de colas pesadas, lo que requerirá una medida de riesgo coherente con los movimientos que llevan a una desviación asimétrica bajista y alcista.

¹²³ En inglés, *Value at Risk*.

¹²⁴ En inglés, *Conditional Value at Risk*.

¹²⁵ Fabozzi *et al.* (2010) señalan que es a mediados de los años 90 cuando J.P.Morgan expone las necesidades de capital y el riesgo de mercado de los bancos comerciales en función de la medida VaR.

determinar la máxima pérdida esperada asociada al riesgo de mercado para un determinado nivel de confianza¹²⁶ y para un intervalo temporal. Su expresión sería¹²⁷:

$$VaR_p = zS_p - E_p \quad (\text{Ex. 3.59})$$

Donde para un nivel de confianza del $(1 - \beta)\%$, z representa el número de desviaciones típicas que se alejan de la media los distintos valores, S_p la desviación típica de la cartera y E_p su rendimiento esperado. El resultado representa el valor esperado de pérdida para la cartera p , considerando un nivel de confianza determinado para un horizonte temporal definido. Ofrece el valor esperado de la pérdida para una probabilidad determinada. Del mismo modo se puede escribir la expresión, representativa de la recta con pendiente z e intersección con el eje de ordenadas $-VaR_p$:

$$E_p = zS_p - VaR_p \quad (\text{Ex. 3.60})$$

Aplicando el modelo media-varianza sería posible incorporar el VaR dentro del mismo, sustituyendo la varianza por el VaR. La definición del modelo, que trataría de minimizar la medida del VaR para un determinado valor de rendimiento esperado μ^* y de z , quedaría:

Min VaR

$$\text{Sujeto a: } \mu_p = \sum_{i=1}^N X_i \mu_i = \mu^*$$

$$\sum_{i=1}^n X_i = 1 \quad (\text{Ex. 3.61})$$

$$zS_p - \mu^* \leq VaR_p$$

$$X_i \geq 0; \quad i = 1, \dots, n$$

Atendiendo a este planteamiento, Rockafellar y Uryasev (2000) asumen que la cuantía de la pérdida no debe exceder la cantidad recogida en el VaR_p , o variable α , según un intervalo de confianza β , con un VaR asociado a minimizar¹²⁸.

Alexander (2009) establece dos teoremas entre el planteamiento de media-varianza y el de media-VaR. El primero de ellos hace referencia a que si existe la cartera con mínimo VaR,

¹²⁶ Normalmente se emplean intervalos de confianza al 90%, 95% y 99% (o nivel β en Rockafellar y Uryasev, 2000). Para un intervalo de confianza del 95%, el 5% de los rendimientos se situarán a 1,65 desviaciones típicas de la media. Ante una cartera valorada en $x\text{€}$, un intervalo de confianza del 5% y el dato del VaR de la misma se podría concluir que existe una probabilidad del 5% de perder más de $(VaR \times \text{valor de la cartera})\text{€}$, o que con el 95% de probabilidad se puede asegurar que se pierde como mucho ese valor, o que 5 días al mes se pierde más de ese valor.

¹²⁷ Alexander (2009) propone esta formulación alternativa a la original $(E_p - zS_p)$ por cuanto ésta ofrece valores positivos.

¹²⁸ La cuantía es aquella que iguala las pérdidas para un período que se espera que ocurran un $(100\% - \beta)\%$ de las veces.

entonces ésta es la combinación eficiente media-varianza, por cuanto ofrece un valor esperado de la pérdida mínimo (y por ello preferido), en relación con el rendimiento esperado. De esta forma la frontera eficiente media-VaR es un subconjunto de la frontera eficiente media-varianza (Ilustración 23).

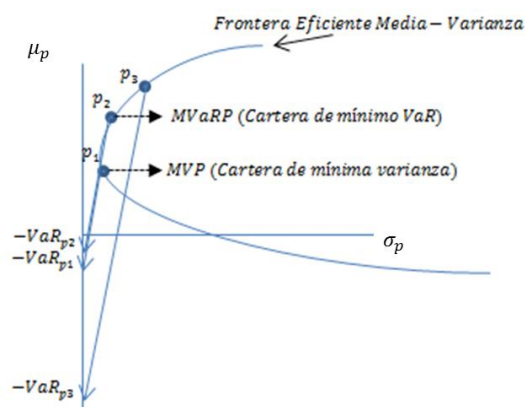


Ilustración 23.- Carteras de mínimo VaR y de mínima varianza. Fuente: Alexander (2009).

El segundo teorema tiene que ver con que cualquier punto de la frontera media-VaR domina a cualquier combinación media-varianza para cualquier $\beta < 1$, considerando que la envolvente inferior que va desde la cartera de mínimo-VaR no es preferida en ningún caso a cualquier combinación eficiente media-VaR (correspondiente a la parte superior de la frontera eficiente de carteras media-VaR) (Ilustración 24).

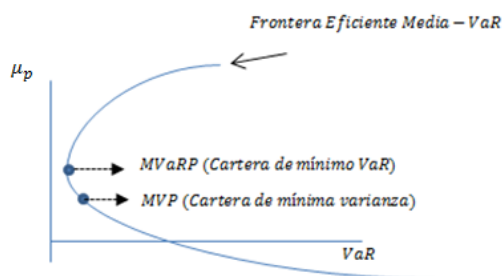


Ilustración 24.- Frontera eficiente Media-VaR. Fuente: Alexander (2009).

Sin embargo Rockafellar y Uryasev (2000), Alexander (2009) y Fabozzi *et al.* (2010) advierten que la coherencia de esta medida está condicionada por la forma de la distribución de los rendimientos. Sólo en aquellos casos en los que las distribuciones sean normales y continuas, el VaR cumple las expectativas como equivalente a la varianza. Para el resto de casos¹²⁹ el VaR carece de subaditividad y convexidad, provocado por colas largas o por problemas de continuidad. Alexander (2009) señala que el VaR no informa sobre las pérdidas extremas más

¹²⁹ Se podría dar que la cuantía del VaR de una cartera formada por dos subcarteras fuera mayor que la suma de los riesgos individuales de ambos.

allá del valor establecido para la cola; esto es, no tiene en cuenta la configuración de la distribución de la cola por debajo del nivel β establecido. Para salvar estas limitaciones, surge la medida CVaR, que aporta información sobre la pérdida esperada, asumiendo que ésta es igual o mayor que la del VaR.

Rockafellar y Uryasev (2000, 2002) proponen el CVaR como medida de riesgo alternativa que supera las limitaciones del VaR. Definen el CVaR como la pérdida por exceso media¹³⁰, o como el valor esperado¹³¹ de la pérdida, asumiendo que éste es superior o igual al VaR y una probabilidad β de pérdida. Visto de otro modo, sería el valor esperado de la pérdida de la cartera condicionado a que suceda un acontecimiento negativo (Alexander, 2009).

Entre las propiedades del CVaR estarían la coherencia frente al riesgo, independientemente de la forma de la distribución del rendimiento, su fácil implementación y la incorporación de la cola completa que excede del promedio del VaR. La información sobre cuál es el comportamiento real de la pérdida, más allá de cuál es su valor esperado para una probabilidad (VaR), permite despejar las dudas sobre cuál es la mejor elección de la composición de la cartera a igualdad de VaR¹³². Así mismo, se trata de una medida que incorpora la subaditividad, que es convexa, con posibilidad de gestión de gran número de carteras e instrumentos y escenarios. Puede ser empleado para la estimación del riesgo cuando se esté ante distribuciones del rendimiento-pérdida no simétricas.

La expresión del CVaR quedaría (Alexander, 2009):

$$CVaR_p = kS_p - E_p \quad (\text{Ex. 3.62})$$

Para la que $k > z^{133}$, ésta se obtiene a partir de:

$$-\left[\int_{-\infty}^{-z} x\phi(x)dx\right]/(1-\beta) = k \quad (\text{Ex. 3.63})$$

En la que $\phi(x)$ expresa la función de probabilidad normal estándar.

Fabozzi *et al.* (2010) mencionan lo apuntado previamente por Rockafellar y Uryasev (2000) referente a que con un valor de $\beta > 0,5$ y una distribución normal con media μ y covarianza Σ , el valor $CVaR_\beta(x) > VaR_\beta(x)$. En definitiva, buscar el valor mínimo del CVaR conduce a encontrar un valor óptimo para el VaR (debido a que el CVaR es igual o superior al VaR)¹³⁴.

¹³⁰ En inglés, *mean excess loss*.

¹³¹ De esta forma, si se está ante un nivel de confianza del 95%, el CVaR sería el valor medio del 5% de las peores pérdidas.

¹³² Se podría dar el caso que ante igualdad de VaR para dos carteras, se escogiera aquella cartera con un CVaR muy superior al de la cartera alternativa.

¹³³ Obsérvese que por ello, $CVaR_p > VaR_p$.

¹³⁴ Esto es, si la cartera con mínimo VaR y un nivel de confianza β existe, esta es una cartera eficiente CVaR con un nivel de confianza β .

Sería el caso de un planteamiento modificado de media-varianza, donde se buscaría la minimización del riesgo a través de la medida CVaR, pudiendo establecer a la vez diferentes niveles de confianza para la misma. En lo referente a su aplicación práctica, el CVaR se emplea fundamentalmente en el sector de seguros.

Ambas medidas VaR y CVaR de una cartera pueden ser representadas en un diagrama media-varianza de Markowitz (Alexander, 2009). Tanto el planteamiento media-varianza, como el media-VaR y el media-CVaR forman parte de la misma frontera, siendo la cartera de mínima CVaR la que conduce a la obtención de la menor pérdida asumiendo que se puede dar un acontecimiento negativo (de pérdida), y por ello, a la mejor combinación rendimiento-riesgo (Ilustración 25). De hecho la única cartera que quedaría excluida de la eficiencia en términos de media-CVaR sería la de media-varianza, ya que se situaría en la envolvente inferior de la frontera media-CVaR. Se puede observar también cómo el rendimiento esperado para una cartera media-VaR es mayor que para el de una cartera media-CVaR. Ello es debido a que como $k > z$, el valor esperado de la pérdida por exceso media será mayor que el valor esperado de pérdida para la cartera para un nivel de confianza β ($CVaR_p > VaR_p$).

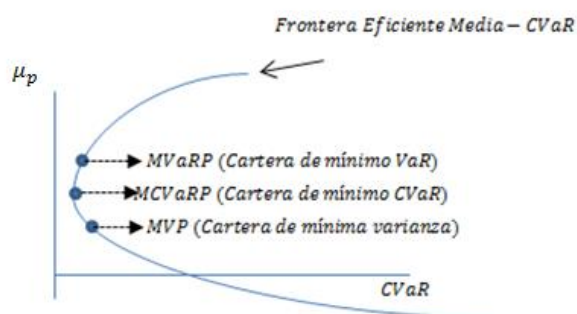


Ilustración 25.- Frontera eficiente Media-CVaR. Fuente: Alexander (2009).

Según lo apuntado la sustitución de la varianza por el VaR o el CVaR en el planteamiento permitiría ajustar el valor del riesgo y delimitarlo a los acontecimientos negativos o de pérdida. Apostar por el binomio media-CVaR aporta una concepción más ajustada del riesgo, puesto que se centra en el valor esperado de la pérdida por exceso que podría sufrir el inversor en caso de que sucediera un acontecimiento negativo, más allá del valor medio de la propia pérdida asociada a una probabilidad.

3.5.2. La existencia de errores de estimación: caminando hacia una optimización robusta de carteras

Es frecuente la existencia de errores en el cálculo de los parámetros de los modelos debido al empleo de datos no adecuados, contaminados o con errores de estimación. Esto puede conducir a soluciones equivocadas que carecen de robustez (Fabozzi *et al.*, 2007). La

sensibilidad extrema que presentan algunos modelos de optimización de carteras debido a cambios en los inputs (estimados a partir de series históricas y a veces imprecisas) impide su aplicación generalizada en muchos casos. El empleo de técnicas de optimización de carteras se basa en la incorporación de información sobre conjuntos de incertidumbre relativos a los parámetros del modelo de optimización. Se mejora así la estabilidad del modelo debido a que se reduce su sensibilidad ante cambios en los parámetros del mismo. Entre las técnicas cuantitativas empleadas para la predicción de rendimientos de activos, de medidas de riesgo y su modelización destacan los métodos de estimación robusta de parámetros del modelo (estimación de momentos) y la aproximación bayesiana, que presenta un comportamiento neutral ante la incertidumbre.

Se pretende que la estimación de los inputs del modelo con errores se realice, en vez de un modo determinista (enfoque tradicional), mediante procesos matemáticos robustos de optimización de carteras. Se pasaría así de la predicción tradicional, basada en la estimación de rendimientos esperados y covarianzas de los activos, al establecimiento de *conjuntos de incertidumbre* que incluyen las estimaciones de los inputs obtenidos de modo robusto –como por ejemplo los intervalos de confianza en las predicciones–.

Por su parte la aproximación bayesiana asume la existencia de una distribución generada a partir de la experiencia o conocimiento que el sujeto experto tiene del comportamiento del mercado. Así mismo permite la definición explícita de los estimadores insesgados de los parámetros¹³⁵ (Fabozzi *et al.*, 2007). La estimación robusta de momentos, sin embargo, considera la incertidumbre de otros parámetros más allá de la referida a los rendimientos esperados de los activos, propio de los métodos bayesianos, como las covarianzas.

3.5.2.1. Modelo media-varianza y formulación robusta

Según autores como Fabozzi *et al.* (2007) o Bade *et al.* (2009) el modelo inicial de Markowitz podría, en algunos casos, carecer de robustez. Dependería de si pequeños cambios en los rendimientos esperados de los activos (inputs) provocan o no modificaciones relevantes en la asignación óptima de la cartera (Black y Litterman, 1992). Debido a la dificultad de estimación de los rendimientos esperados y covarianzas de los activos es posible la existencia de errores de estimación. Por ello el hecho de tomar en consideración la incertidumbre sobre los errores de estimación puede ser un modo de incrementar la robustez del modelo. Se mejoraría la estabilidad de las combinaciones óptimas de los activos de la cartera gracias a la menor sensibilidad ante cambios en los parámetros del modelo. De esta forma se consigue que

¹³⁵ La optimización robusta no permite la definición explícita de los estimadores insesgados por ser de aplicación menos directa.

cualquier valor de los rendimientos esperados sea próximo a sus valores estimados correctos ($\hat{\mu}$).

Trabajar con formulaciones robustas del modelo conduce a que la solución óptima lo siga siendo para todos los valores de los rendimientos esperados estimados (aunque contengan errores).

Se busca que los estimadores de los rendimientos esperados no se distancien en demasía de los verdaderos valores. Matemáticamente se puede expresar incorporando un conjunto de incertidumbre para $\hat{\mu}$ (Fabozzi *et al.*, 2007):

$$U_{\delta}(\hat{\mu}) = \{\mu \mid \mu_i - \hat{\mu}_i \leq \delta_i, \forall i = 1, 2, \dots, n\} \text{ (Ex. 3.64)}$$

El conjunto $U_{\delta}(\hat{\mu})$ incluiría todos los vectores posibles de $\mu = (\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_n)$, de modo que cada componente μ_i pertenece al intervalo $[\hat{\mu}_i - \delta_i, \hat{\mu}_i + \delta_i]$. Este intervalo, conocido como área (*box*) del conjunto de incertidumbre, responde a una estructura estadística de intervalo de confianza en torno al valor estimado $\hat{\mu}_i$. Su correcta definición es clave. Los intervalos calculados a partir del valor de $\hat{\mu}$ señalado, con una confianza del 95% o del 99%, se tendrán en cuenta para la estimación de los rendimientos esperados.

El conjunto de incertidumbre “n-dimensional” considera las posibles desviaciones de los parámetros inciertos de sus valores esperados. El proceso de optimización protege contra aquellos casos peores relativos a la estimación individual de cada uno de los parámetros.

En función de lo expuesto el problema *modificado* a resolver sería el de la optimización maximin de la cartera, a partir del cual la solución final de asignación seguiría siendo óptima aún en el caso en el que μ tome su peor valor (caso del valor más alejado). Por tanto, se tendría (Fabozzi *et al.*, 2007):

$$\begin{aligned} \text{Máx } x: \{ \min_{\mu \in U_{\delta}(\hat{\mu})} \{ \mu'x \} - \lambda x' \Sigma x \} \\ \text{sujeto a : } x' \iota = 1 \end{aligned} \quad \text{(Ex. 3.65)}$$

En el que μ representaría el vector de los rendimientos esperados para los n activos considerados, x expresaría el vector n-dimensional con las participaciones de cada activo en la cartera, λ el coeficiente de aversión al riesgo, Σ la matriz de varianzas-covarianzas e ι el vector de unos. Este nuevo planteamiento trata de encontrar el valor de μ que hace mínimo el error de estimación sobre el conjunto de incertidumbre y tomando este, buscar aquella combinación de activos (x) que maximice la función objetivo. La amplitud de los intervalos-áreas de incertidumbre $[\hat{\mu}_i - \delta_i, \hat{\mu}_i + \delta_i]$ viene determinada por la elección del coeficiente de aversión al error de estimación δ . Cuanto mayor sea la amplitud del intervalo, mayor será el error de estimación del rendimiento esperado y menor rigidez presentará el objetivo de

minimización de μ . En caso contrario, el objetivo de minimización se vuelve rígido, aproximándose a la solución óptima del problema clásico de optimización de carteras, que no tiene en cuenta los errores de estimación.

Sería posible definir el problema centrándose en el valor de x . La versión robusta del planteamiento clásico maximin sería:

$$\begin{aligned} \text{Máx } w: \hat{\mu}'x - \delta'|x| - \lambda x\Sigma'x \\ \text{sujeto a : } x'1 = 1 \end{aligned} \quad (\text{Ex. 3.66})$$

Donde $|x|$ representaría el valor absoluto de los componentes del vector de ponderaciones x . Se busca minimizar el peor de los casos posibles -menor rendimiento esperado-. Los peores resultados esperados se alcanzarían con $[\hat{\mu}_i x_i - \delta_i |x_i| = (\hat{\mu}_i - \delta_i)x_i]$ si la participación del activo es positiva, y con $[\hat{\mu}_i x_i - \delta_i |x_i| = (\hat{\mu}_i + \delta_i)x_i]$ si la participación del activo es negativa (se obtendría la menor cantidad posible).

Se trata de penalizar en la función objetivo la participación de los activos con rendimiento esperado estimado menos exacto (error de estimación mayor que δ_i). Para ello se les asigna una participación mínima en la solución óptima de la cartera. De esta forma el modelo de optimización robusta contrae el rendimiento esperado de los activos con mayores errores de estimación.

A la hora de resolver el planteamiento robusto y el clásico, la complejidad es semejante, empleando en ambos casos optimización cuadrática. El planteamiento clásico necesita de la correcta definición (empírica o subjetiva) de los parámetros del modelo, de la amplitud del período estimado para aplicar las predicciones generadas o de la definición del coeficiente de aversión al riesgo. La propuesta de optimización robusta exige una correcta definición de los parámetros del modelo, y está condicionada por la elección del coeficiente de aversión al error de estimación δ .

Fabozzi *et al.* (2007) señalan la utilidad del planteamiento robusto de media-varianza en aquel caso en el que se prevean unos rendimientos esperados no aceptables o no preferidos, ya que permite adoptar una posición conservadora a través de la ampliación del intervalo estudiado. El planteamiento robusto suele contemplar la posibilidad de que los valores de los rendimientos esperados sean peores que los reales -pesimista-. Sin embargo puede acontecer que tan sólo una parte de los rendimientos esperados contengan errores. Fabozzi *et al.* (2007) proponen, en estos casos, realizar un ajuste neto que llevaría a reducir el valor final del rendimiento esperado de la cartera, considerando que tan sólo algunos de los valores reales tomarán valores alejados del valor esperado. El planteamiento parte de la asunción de

normalidad de la distribución de los rendimientos esperados de los activos. Se establece la probabilidad $P(\%)$ de que las estimaciones estén recogidas en el intervalo de confianza establecido. Esta probabilidad puede ser delimitada a través de la siguiente restricción:

$$U_{\delta}(\hat{\mu}) = \{\mu \mid (\mu_i - \hat{\mu}_i)' \Sigma_{\mu}^{-1} (\mu - \hat{\mu}) \leq \delta^2\} \quad (\text{Ex. 3.67})$$

Para la que μ representaría el vector de los rendimientos esperados para los n activos considerados, Σ la matriz de varianzas-covarianzas de los errores de estimación para el vector de los rendimientos esperados (μ) y δ^2 el valor del percentil correspondiente a la probabilidad $P(\%)$ de una distribución chi-cuadrado con tantos grados de libertad como el número de activos de la cartera. Esta restricción incluiría el requisito relacionado con que la suma de cuadrados ordinarios -ponderada por la inversa de la matriz de covarianzas de los errores de estimación- entre todos los elementos estimados no sea mayor que δ^2 . De esta forma es posible incorporar la condición de que haya al menos tantos valores errados como acertados entre los valores estimados y reales de los rendimientos esperados. El ajuste puede centrarse en los parámetros de los estimadores del modelo o alfas, en las desviaciones típicas o en las varianzas. En este último caso realizar este ajuste equivale a modificar la matriz de covarianzas de los errores de estimación Σ_{μ} para los rendimientos esperados. Llevar a cabo este ajuste dentro de la optimización robusta media-varianza permitiría mejorar los resultados obtenidos con la optimización clásica media-varianza en un 70-80% de las veces.

Los partidarios de la optimización robusta sostienen que introducir los conjuntos de incertidumbre para la definición de los parámetros y el concepto de robustez en el planteamiento de media-varianza tiene un efecto muy positivo en la medición de la *performance* de la cartera. Ésta depende de la elección de los distintos parámetros del modelo y del coeficiente de aversión al error de estimación (δ). Se estabiliza el comportamiento de las participaciones en la cartera óptima, producido por la eliminación de aquellos resultados o *performance* extremos (que sí son incorporados por el enfoque tradicional de media-varianza), suavizando los resultados y haciéndolos más consistentes. Se minimiza el riesgo de estimación y se mejora la fiabilidad de la optimización. Se protege a la cartera optimizada de grandes oscilaciones, favoreciendo un mejor empleo tanto de las restricciones al riesgo como de los posibles movimientos del presupuesto de la cartera. El sujeto inversor estará asegurado frente a la existencia de errores, obteniendo a la vez un resultado mejor que el del planteamiento clásico.

Las críticas a la estimación robusta se dirigen al planteamiento, excesivamente conservador, del problema (Fabozzi *et al.*, 2007). El análisis maximin del comportamiento del inversor parte de la creencia de que el peor resultado es posible, planteamiento conservador no típico del

inversor medio. En todo caso sería posible solventar esta limitación a través de la modificación de la amplitud de los conjuntos de incertidumbre para los parámetros. Mediante la reducción del intervalo de incertidumbre la formulación es menos pesimista.

3.5.2.1.1. Consideraciones prácticas sobre la estimación robusta de carteras

A la hora de elegir el modelo robusto a aplicar se debe de tener en cuenta elementos como el tamaño de la cartera, el tipo de activos, las características de la distribución de los mismos, o las posibles estrategias y técnicas en la gestión de la cartera. Fabozzi *et al.* (2007) proponen un criterio de selección por pasos del proceso empírico a emplear¹³⁶. El proceso sería:

- Realizar una predicción del riesgo, desarrollando un modelo del riesgo apropiado y exacto.
- Obtener una predicción del rendimiento, construyendo un modelo que permita estimar los rendimientos esperados de forma robusta. Se trata del paso más complicado del proceso.
- Partir de un planteamiento general para la optimización clásica de carteras.
- Aplicar un modelo de reducción o mitigación del riesgo. Se busca minimizar el riesgo del error de estimación mediante el empleo de estimadores robustos, y a continuación mejorar la estabilidad de la estructura de optimización, mediante optimización robusta.
- Ampliar el planteamiento si es necesario.

Este proceso debe ser sometido a pruebas constantes que permitan evaluar el comportamiento del modelo ante las posibles mejoras a incorporar en el mismo; por ejemplo, la fiabilidad de las participaciones de la cartera optimizada. La mejora del modelo es evaluada atendiendo a los valores de variables como la estabilidad, fiabilidad y *performance* de la cartera y su composición. La estrategia a seguir puede ser tanto la minimización del riesgo de estimación como la mejora de la fiabilidad de la estructura de optimización. Según el modelo y el caso se pueden incorporar en el mismo costes de transacción, restricciones más complejas, medidas diferentes de *downside risk*, momentos estadísticos mayores, métodos de programación estocástica y dinámica con los que estudiar las dependencias intertemporales, etc. En definitiva, los modelos robustos son extremadamente flexibles y permiten una gran variedad de nuevas posibilidades.

¹³⁶ En otros se aplica una combinación de estimación bayesiana y optimización robusta.

3.5.2.2. Aproximación bayesiana

La estimación de los parámetros necesarios para aplicar la teoría de carteras (rendimientos esperados, varianzas y covarianzas) entraña dificultad, como ya se ha comentado. El desconocimiento de los parámetros obliga a trabajar con estimaciones de los mismos, procedimiento que conduce en muchos casos a errores en la estimación. La aproximación bayesiana permite mejorar la estimación de los parámetros, reduciendo el error en la misma a través de la consideración de la información aportada, bien por el sujeto inversor o por expertos.

Se busca maximizar la utilidad esperada bajo la distribución de los parámetros que incorpora la información disponible en el mercado y la de sujetos expertos. Se obtienen así las participaciones en la cartera óptima. Los parámetros desconocidos son tratados como variables aleatorias. Se combina la información aportada de antemano por los sujetos decisores o expertos con datos de la muestra para elaborar la distribución de rendimientos. El objetivo es generar carteras con participaciones más razonables y mejor diversificadas que las que aportaría la optimización estadística pura (Bade *et al.*, 2009).

El proceso bayesiano distingue tres estimadores-distribuciones:

- El estimador clásico¹³⁷ generado a partir de la información histórica¹³⁸ de la que se disponga (cuyo valor se sitúa en torno al valor estimado $\hat{\theta}$).
- El estimador bayesiano θ_0 situado dentro de la *distribución*¹³⁹ *a priori* de los parámetros de mercado generada a partir de las pseudo-observaciones del inversor en base a su experiencia.
- El estimador de una tercera *distribución a posteriori o predictiva*¹⁴⁰ que incorpora información proveniente de valores y probabilidades para los parámetros estudiados (θ) además de la percepción del agente sobre el riesgo de estimación en los parámetros del modelo. Este tercer estimador vendría determinado tanto por la

¹³⁷ La estimación bayesiana trataría al estimador como una variable aleatoria θ que toma valores dentro de un determinado intervalo Θ , y en el que la experiencia del inversor juega un factor clave. Supone que el estimador $\hat{\theta}$ es cierto, atendiendo a la información histórica i_T de los inputs $-T$ observaciones-, lo que genera un vector S -dimensional $\hat{\theta} (i_T \rightarrow \hat{\theta})$ –Meucci, 2005-.

¹³⁸ Cuanto mayor sea el número de observaciones, mayor concentración en torno al valor $\hat{\theta}$ de los datos históricos.

¹³⁹ Generada a partir de la función de densidad. Cuanto mayor sea el número de pseudo-observaciones, mayor será la confianza del inversor en su propia experiencia.

¹⁴⁰ El valor desconocido del estimador bayesiano θ^t de la *distribución a posteriori*, representada a través de su función de densidad $-f_{po}(\theta)-$, depende tanto de la información histórica de la que se disponga (i_T) como del conocimiento previo que tengan del mismo los inversores o expertos (e_C), y del nivel de confianza de los mismos (C) basado en su experiencia a priori $[i_T, e_C \rightarrow f_{po}(\theta)]$ (Meucci, 2005). La predicción de los agentes expertos depende de la percepción que tengan del riesgo de estimación (del rendimiento de los activos, de su distribución normal propuesta y de la matriz de covarianzas). Una vez los agentes disponen de datos sobre los rendimientos, calibran la distribución inicial, estimando los parámetros de la distribución predictiva (μ_0 y Σ). Se combina así riesgo de estimación y de mercado (Fabozzi *et al.*, 2010).

información histórica i_T como por la experiencia del inversor e_C , lo que da lugar a un número, y con él a un estimador clásico equivalente, que minimiza el error de estimación a través de una función de desviación cuadrática. Éste se aproximará más al valor θ_0 en aquel caso en que el inversor confíe mucho en su experiencia, o al $\hat{\theta}$ si se tiene un número elevado de observaciones históricas. La matriz de covarianzas permite medir la dispersión en la distribución a posteriori.

Según lo apuntado la optimización bayesiana de carteras maximizaría la utilidad esperada promedio condicionada por la *distribución a posteriori o predictiva* del rendimiento de los activos, aquella que incorpora explícitamente la visión subjetiva del riesgo de estimación sobre los parámetros. De esta forma dada una *distribución a priori* para μ y Σ , la incertidumbre sobre los parámetros es incorporada a través de la distribución condicional sobre los datos observados. Los agentes calibran la distribución inicial y estiman finalmente aquellos parámetros propios de la distribución predictiva (μ_0 y Σ). De hecho en la aproximación bayesiana la predicción del inversor sobre el rendimiento juega un papel fundamental en la gestión de la cartera.

Entre los numerosos trabajos sobre la aplicación de métodos bayesianos, Fabozzi *et al.* (2010) destacan el de Pástor y Stambaugh (2000). En él se introducen una serie de predicciones que permiten estudiar el grado de creencia del inversor en un modelo de generación de rentabilidad del mercado. Parten de la siguiente regresión del modelo de mercado:

$$r^t = \alpha + \beta r_{mt} + u_t \quad (\text{Ex. 3.68})$$

Donde u_t serían los residuos de media cero y matriz de covarianza no-singular Σ . Para considerar la incertidumbre derivada del *downside risk*, los autores definen la distribución prevista de α como una distribución normal condicionada sobre Σ .

$$\alpha | \Sigma \sim N \left[0, \sigma_\alpha^2 \left(\frac{1}{S_\Sigma^2} \Sigma \right) \right] \quad (\text{Ex. 3.69})$$

Donde S_Σ^2 es la estimación previa deseable para los elementos diagonales de Σ . El valor representado por σ_α^2 expresa el nivel de incertidumbre del inversor sobre la capacidad explicativa del modelo dado. En el caso en que $\sigma_\alpha^2 = 0$ significaría que el inversor cree firmemente en el modelo, por lo que no existe posibilidad de incertidumbre. Para el caso contrario en que $\sigma_\alpha^2 = \infty$, expresaría la creencia del inversor en que el modelo es inútil y totalmente prescindible.

Shi e Irwin (2005), por su parte, proponen un modelo empírico bayesiano basado en calibrar la *distribución a priori* con información de la muestra y modificarla con información experta.

Buscan la maximización de la utilidad esperada de la cartera condicionada por la información del sujeto decisor relativa al vector de participaciones y la matriz de covarianzas. Parten del procedimiento del parámetro cierto equivalente modificado, que ignora la estimación del riesgo del parámetro y el punto de vista del inversor, e incorporan el conocimiento subjetivo de los inversores y la estimación del riesgo. El modelo de cobertura óptima que presentan considera tanto el equilibrio rendimiento-riesgo, como el uso eficiente de la información y una fácil puesta en práctica a partir del procedimiento de parámetro cierto equivalente. El modelo de cobertura óptimo bayesiano propuesto permite a los inversores gozar de gran flexibilidad a la hora de definir el número y el tipo de visiones subjetivas, ya que incorpora la información subjetiva bajo hipótesis menos restrictivas y más realistas.

Otro tipo de propuesta es la de Garlappi *et al.* (2006). Estudian el impacto de introducir en el modelo una restricción adicional relativa a la consideración de un intervalo de confianza para el valor estimado de cada rendimiento esperado de cada activo -considerando el posible error de estimación¹⁴¹-. Establecen como objetivo adicional la minimización del error de estimación sobre el conjunto de los rendimientos esperados, que reflejaría la aversión al riesgo del sujeto inversor. Se trata de un elemento relevante, puesto que tradicionalmente la aproximación bayesiana contemplaba un comportamiento neutral o ambiguo del inversor ante la incertidumbre del error. Con su trabajo los autores consideran que el inversor no es ambiguo ante el riesgo, sino que presenta cierto grado de aversión. Demuestran la aplicabilidad de su modelo de aversión al riesgo de estimación para aquel caso de estimación con error de los rendimientos esperados y lo comparan de forma explícita tanto con el planteamiento tradicional de media-varianza como con un modelo bayesiano. El modelo muestra gran flexibilidad para incorporar diferentes grados de incertidumbre sobre rendimientos esperados. Los autores encuentran que su modelo de aversión propone unas participaciones equilibradas y que varían poco, en comparación con aquellas resultantes de la aplicación de un planteamiento media-varianza. Logran además con las participaciones finales mejores resultados para los *ratios de performance de Sharpe*.

Como se mencionó anteriormente, Bade *et al.* (2009) destacan como aspecto positivo del planteamiento bayesiano la posibilidad de realizar inferencias sobre la muestra finita y de incorporar además de los datos históricos información de los expertos-inversores. Es precisamente la posibilidad de incorporar ambos tipos de información, de mercado y de los inversores individuales como expertos, lo que desde su punto de vista puede favorecer la

¹⁴¹ Con ello se reconocería la posibilidad de cometer error de estimación.

diversificación acertada de las carteras, con un criterio más apropiado que el estadístico a la hora de buscar la optimización de las carteras.

En definitiva, el marco bayesiano permite incorporar estrategias robustas para la optimización de carteras a través de los procesos de generación de parámetros, así como para la aplicación de los modelos de valoración de activos con riesgo.

3.6. Resumen y conclusiones

El análisis de carteras tiene su origen en el estudio individual de cada activo financiero y busca componer una cartera a la medida del inversor y que responda a sus necesidades y objetivos. Los elementos que componen la cartera, activos financieros, son definidos en función del rendimiento y el riesgo, expresados por la media y la varianza del rendimiento respectivamente.

El planteamiento de Markowitz se basa en el supuesto de que todo inversor racional busca la denominada eficiencia media-varianza, esto es, hacer máximo el rendimiento obtenido a partir de un nivel de riesgo asumido, o hacer mínimo el riesgo para un rendimiento. Se asume la existencia de una distribución conocida de probabilidad de los rendimientos por activo financiero. A partir de ella se acepta el rendimiento medio esperado de la cartera como medida de la rentabilidad: suma ponderada de la rentabilidad media observada de cada activo de la cartera. El riesgo de la cartera viene definido por la variabilidad del rendimiento de ésta, para cuyo cálculo se consideran las desviaciones típicas de rentabilidad y las covarianzas de su rentabilidad con las del resto de activos. Las medias, varianzas y covarianzas de la población se estiman a partir de los valores muestrales disponibles.

Las combinaciones factibles rentabilidad-riesgo o carteras posibles pueden ser representadas en coordenadas cartesianas. La cartera objetivo buscada formará parte de la denominada frontera eficiente, que recoge las combinaciones factibles que minimizan el riesgo, para una rentabilidad dada, o maximizan la rentabilidad para un nivel de riesgo determinado. Una cartera eficiente es aquella para la que es imposible obtener una mayor rentabilidad sin incurrir en un mayor riesgo o asumir un menor riesgo sin ver reducida la rentabilidad de la cartera. El inversor, una vez definida su actitud ante el riesgo optará por una combinación rendimiento-riesgo, denominada cartera óptima, dentro de las infinitas carteras que componen la frontera eficiente. La cartera óptima es aquella cartera para la que cualquier otra combinación rendimiento-riesgo es no preferida.

Para superar las limitaciones relacionadas con el cálculo y resolución del modelo de Markowitz, Sharpe (1963) propone su *modelo diagonal*. Éste se basa en la simplificación del modelo de Markowitz a partir de la hipótesis de la existencia de relación lineal entre las

rentabilidades de los activos con riesgo y un índice. La propuesta más empleada para expresar esta relación lineal es la del modelo de mercado o de índice único que se aproxima por un índice bursátil. El modelo de optimización basado en el de mercado es denominado *diagonal* porque reduce el número de estimaciones necesarias para su planteamiento a las de las varianzas de los errores de cada activo y del índice (de mercado), situadas en la diagonal de la matriz de varianzas-covarianzas. Parte de la información proporcionada por el modelo está recogida en las betas, que informan sobre el comportamiento de cada activo en relación con el mercado, siendo fundamental su propiedad de aditividad para el cálculo de las betas de las carteras.

Un poco más complejos son los modelos multiíndice, cuya utilidad reside en el suministro de inputs adicionales para los modelos de optimización de carteras. Estos modelos consideran que la rentabilidad de los activos procede del comportamiento de varios factores o índices explicativos de los rendimientos de los títulos (PIB, IPC, renta per cápita, índices bolsistas, etc.). La incorporación del activo libre de riesgo en el conjunto de activos considerados por el inversor amplía el planteamiento inicial de Markowitz. El inversor se plantea la adquisición o endeudamiento en relación con un activo carente de riesgo. Las carteras solución del nuevo planteamiento están en la recta comprendida entre el valor del activo libre de riesgo en el eje de ordenadas y el punto de tangencia de ésta con la frontera eficiente de Markowitz. La anterior recta expresiva de las posibles combinaciones entre activo libre de riesgo y la cartera tangente (cartera de mercado, idéntica para todos los inversores que actúan en el mercado en equilibrio y óptima) toma el nombre de línea del mercado de capitales (*CML*). Mediante el cálculo de la *CML* es posible obtener el rendimiento esperado o apropiado de una cartera eficiente definida por el inversor, para lo que es necesario estimar los valores del rendimiento esperado del mercado y del riesgo del mismo. La *CML* conforma la nueva frontera eficiente, que domina a la obtenida por Markowitz sólo con activos con riesgo.

El estudio de la *performance* de las carteras permite la comparación de las mismas a partir del cálculo de una cifra expresiva del binomio rentabilidad-riesgo. Se puede distinguir entre aquellas que vienen expresadas matemáticamente a partir de la diferencia de rentabilidades ponderadas por el riesgo (sistemático o individual de cada activo), entre las que estarían el *ratio de Sharpe*, el *índice de Treynor* o el *alfa de Jensen*, y aquellas que buscan la comparación con un *benchmark* (pudiendo no ser la cartera de mercado) al que ajustar el riesgo de la cartera mediante apalancamiento o desapalancamiento de la misma (M^2). Incluso algunas de ellas permiten superar la limitación relacionada con el uso de la varianza como medida del riesgo en distribuciones que pueden ser no normales, como la medida *Reward to Semivariability*, que corrige el riesgo considerando sólo aquellos casos en los que el resultado

se encuentre por debajo del objetivo establecido *-downside risk-*. Las medidas de Graham y Harvey (1997), similares a la M^2 , permiten el cálculo de la estimación del diferencial de rentabilidades a partir de un proceso de ajuste de la rentabilidad del *benchmark* hasta conseguir igualar los riesgos para cada caso (el *benchmark* con el del activo o fondo a evaluar). El problema de la no comparabilidad de los resultados obtenidos por las medidas de *performance*, provocada por la existencia de riesgos diversos, es superado por el *Gh2*, que propone ajustar el riesgo de todos los elementos a evaluar al valor de la volatilidad deseada identificado como *benchmark*. El modelo de carteras se podría redefinir, por tanto, mediante el cambio en la función objetivo, que pasa a buscar la maximización de una de las medidas de *performance*.

En el trabajo se recoge una breve referencia de dos de las líneas de revisión del planteamiento de Markowitz con mayor tratamiento en la literatura, la propuesta de las medidas VaR y CVaR como medidas mejor ajustadas de riesgo y la optimización robusta de carteras a partir de técnicas que permiten una mejor estimación. Las medidas alternativas del riesgo VaR y CVaR mejoran el planteamiento inicial de Markowitz. El VaR trata de delimitar el peor valor que se obtendrá para la cartera considerando una probabilidad determinada (nivel de confianza). El CVaR incorpora la totalidad del valor de la cola, ofreciendo el valor esperado de la cartera condicionado a un acontecimiento negativo. La sustitución de la varianza por el VaR o el CVaR en el binomio rentabilidad-riesgo es directa. Incorporarla en el planteamiento permite ajustar el valor del riesgo y delimitarlo a los acontecimientos negativos o de pérdida.

La mejora de la robustez del modelo de Markowitz parte de la obtención más acertada de los datos mediante el establecimiento de conjuntos de incertidumbre para la estimación de los distintos parámetros del modelo. Con ello se consiguen parámetros más estables, con menor sensibilidad a cambios en los datos y se reduce el riesgo de estimación, mejorando la fiabilidad del modelo. Se incorporan los errores de estimación en el propio proceso, estableciendo un conjunto de incertidumbre para limitar las distancias entre los estimadores y los verdaderos valores de los rendimientos esperados. Se trata de calcular el valor maximin de la cartera para el que la solución seguiría siendo óptima (caso del peor valor de la cartera). El problema reside en una correcta definición de la amplitud del intervalo, polarizada entre la necesidad de reducir el error de estimación y a la vez reducir la incertidumbre del proceso. A lo que se le suma el condicionamiento de la aversión al error de estimación del sujeto inversor. El planteamiento robusto permite definir distintas posiciones (conservadora o agresiva) mediante la mayor o menor amplitud del intervalo de incertidumbre. Se afina el análisis en el caso de contemplar peores expectativas para los rendimientos esperados de la cartera (ajuste neto en matriz de covarianzas). Con todo ello se consigue cubrir al inversor ante la existencia

de errores de estimación y mejorar los resultados obtenidos en comparación con el planteamiento media-varianza.

La aproximación bayesiana pretende la reducción del error de estimación mediante la consideración conjunta tanto de la información aportada por el mercado como la que tiene el inversor o experto –que juega un papel fundamental en la gestión de la cartera-. Los parámetros son tratados como variables aleatorias. Se busca maximizar la utilidad esperada condicionada por la distribución a posteriori o predictiva del rendimiento de los activos, que incorpora la visión subjetiva del riesgo de estimación sobre los parámetros por parte de los expertos. De esta forma los agentes calibran la distribución inicial y estiman finalmente aquellos parámetros propios de la distribución predictiva (rendimientos y matriz de varianzas-covarianzas). Se acepta la inclusión de las técnicas robustas de optimización dentro del campo bayesiano basándose en las mejoras que aportan al proceso de generación de los parámetros. Una de las características más importantes de los modelos robustos es su gran flexibilidad y su capacidad para incorporar nuevos elementos y planteamientos.

La revisión expuesta del planteamiento de Markowitz en términos de corrección de los posibles errores de estimación de los parámetros del modelo a través de la optimización robusta o la aproximación bayesiana debe ser evaluado bajo el prisma de practicidad de Elton y Gruber (1997). Estos autores señalan dos razones por las cuales la propia teoría media-varianza de Markowitz se mantiene como referencia en la selección de carteras en sí mismo, al margen de posibles mejoras a incorporar. Una de ellas reside en la cuestionable mejora que produce el considerar otros momentos estadísticos adicionales. La segunda hace referencia a la importancia de mantener la facilidad de aplicación de la teoría, y con ella el acceso a conceptos clave sin necesidad de un gran dominio de la teoría que hay detrás de los mismos.

El modelo que aquí se propone se aplicará sobre activos reales de generación de electricidad y no sobre activos financieros. Por ello será necesaria la asunción no estricta de las hipótesis de la teoría de carteras sobre la eficiencia de los mercados (Awerbuch, 2000; Awerbuch y Berger, 2003; Allan *et al.*, 2011). Entre otras, existencia de discontinuidades y funcionamiento ineficiente en los mercados de generación de electricidad, problemas de liquidez en los activos de generación, recuperación de la inversión en amplios períodos de tiempo, distintos grados de sustitución entre tecnologías -y combustibles-, dificultades relacionadas con la divisibilidad de las inversiones y activos en el ámbito energético, existencia de costes derivados de la modificación de las participaciones de las tecnologías en la cartera de generación de electricidad para pasar de una cartera ineficiente a otra eficiente y existencia de costes de recuperación y de desmantelamiento para las tecnologías actuales.

En los siguientes capítulos se realiza una profunda revisión de los distintos trabajos sobre la aplicación de la teoría de carteras a activos de generación de electricidad, se propone el modelo matemático de optimización con restricciones utilizado y se presentan los resultados y conclusiones.

4. LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD BAJO EL PRISMA DE LA TEORÍA DE CARTERAS

4.1. Introducción

Como se apuntó en el apartado 1.4 y en el anterior capítulo, el enfoque aportado por la teoría de carteras permite la evaluación de la cartera o conjunto de tecnologías de generación de las que dispone un territorio desde una doble perspectiva, la del rendimiento (o coste) y la del riesgo. La base teórica parte de la propuesta de optimización de Markowitz (1952). Ésta contempla la definición de una función objetivo de minimización o maximización sujeta a una serie de restricciones. El planteamiento permite calcular la frontera de carteras eficientes de las tecnologías consideradas. Estas carteras son las que ofrecen las mejores combinaciones rendimiento-riesgo o coste-riesgo. El rendimiento/coste esperado de la cartera se obtiene a partir de la suma de los rendimientos/costes esperados de cada tecnología ponderados por la participación de cada una en la cartera. Su riesgo vendría definido por la variabilidad de tales rendimientos/costes para el conjunto de las tecnologías. Como se verá, su medida es un tanto compleja por el hecho de que los rendimientos/costes no son simples, sino que están integrados por una serie de componentes.

La aplicación de la teoría de carteras a la planificación energética ha tenido amplia aceptación, siendo numerosos los estudios que así lo confirman. Son varios los autores (Humphreys y McClain, 1998; Awerbuch, 2004; Kienzle *et al.*, 2007; Krey y Zweifel, 2008; Roques *et al.*, 2010; Zhu y Fan, 2010; Delarue *et al.*, 2011; Rombauts *et al.*, 2011) que se refieren al trabajo de Bar-Lev y Katz (1976)¹⁴² como el primero en el que se aplica la teoría de carteras media-varianza a la gestión de activos energéticos.

Tras estos primeros estudios de aplicación de la teoría de carteras a activos de generación, destaca Shimon Awerbuch (Awerbuch, 2000; Awerbuch y Berger, 2003; Awerbuch, 2004; Awerbuch y Yang, 2007; Awerbuch *et al.*, 2008; etc.) como autor prolífico e impulsor de esta metodología en el campo de la energía. Los trabajos posteriores ofrecen una amplia diversidad en cuanto a definición de frontera eficiente, tipos de restricciones contempladas, horizontes temporales, procedencia de los datos y territorios analizados.

El resto del capítulo se estructura como sigue. A continuación se expone una revisión de los distintos planteamientos propuestos en los numerosos trabajos que aplican la teoría de carteras al problema de activos de generación de electricidad. Posteriormente se profundiza

¹⁴² Éste se centra en la relación existente entre la industria de generación eléctrica estadounidense y la obtención de recursos fósiles. Concluyen que, aunque las empresas están eficientemente diversificadas, sus carteras de combustibles se caracterizan por elevados riesgos y rendimientos.

en la definición de los elementos que componen la función de costes de cada tecnología y por último se propone un breve acercamiento a los distintos trabajos atendiendo a la localización objeto de estudio a través de sus líneas básicas y conclusiones. El capítulo se cierra con las conclusiones.

4.2. Revisión de la literatura sobre teoría de carteras aplicada a la generación de electricidad

La revisión de la literatura muestra que no hay un enfoque único en relación con la definición del tipo de frontera eficiente. Se pueden encontrar estudios basados en criterios económicos como en criterios de producción de electricidad. En este apartado se propone un acercamiento a los diferentes trabajos a través del estudio de los diferentes tipos de planteamiento.

4.2.1. Rentabilidad como inversa del coste de generación

En Awerbuch (2000) y Awerbuch y Berger (2003) se puede encontrar la base teórica de este enfoque. El planteamiento, similar al propuesto por Humphreys y McClain (1998)¹⁴³, considera la rentabilidad conjunta de la cartera obtenida a través de la suma ponderada de la rentabilidad de cada tecnología de generación, según la propuesta de la teoría de carteras.

El rendimiento esperado de cada tecnología se obtiene a partir de la suma de la inversa de cada tipo de coste. Por su parte el rendimiento esperado de la cartera, $E(r_c)$, se obtiene a partir de la esperanza matemática de los rendimientos esperados de cada tecnología que participa en la cartera. Vendría determinado por la siguiente expresión:

$$E(r_c) = x_1E(r_1) + x_2E(r_2) + \dots + x_nE(r_n) = \sum_{i=1}^n x_iE(r_i) \quad (\text{Ex. 4.1})$$

donde las x_i serían las proporciones de participación de cada una de las n tecnologías i en la cartera c y las $E(r_i)$ los rendimientos esperados para cada tecnología i . Los autores optan por una definición del rendimiento como aquella cantidad de output de generación producido (kWh) por unidad monetaria gastada. De esta forma podría interpretarse como la inversa de un coste medido en unidades monetarias gastadas por unidad de energía generada. En consecuencia, un menor coste equivaldría a un rendimiento superior. Como se tratará más adelante, en el punto 4.2.4, hay autores que apuestan por la definición de las tecnologías en función de sus costes, directamente, sin necesidad de calcular su inversa.

¹⁴³ Estudian la selección dinámica de carteras con el objetivo de reducir el impacto de la volatilidad del precio de la energía sobre la cartera de generación, reduciendo con ello los riesgos sobre la situación macroeconómica de los EE.UU. ante cambios repentinos en los precios de la energía. Los resultados indican una actuación de la industria eléctrica a partir de la década de 1980 cercana a la de la cartera de mínima varianza. Sin embargo, la situación del consumo energético en los EE.UU. estaría alejado de la eficiencia. Una mayor participación del carbón en la cartera reduciría la volatilidad de la cartera. Proponen la participación del regulador para modificar el consumo de combustibles a través de incentivos fiscales o ayudas.

Awerbuch y Berger (2003) miden el riesgo de cada tecnología mediante la desviación típica de las variaciones relativas de sus costes por período¹⁴⁴. Estos cambios por período responden a una medida similar a la del cálculo del rendimiento por período. Su cálculo toma datos históricos de los diferentes costes de generación por tecnología, para los que se asume normalidad. Vienen definidos por la siguiente expresión:

$$\text{Variaciones relativas de costes por período} = \frac{(\text{coste}_{t_1} - \text{coste}_{t_0})}{\text{coste}_{t_0}} \quad (\text{Ex. 4.2})$$

El riesgo de cada tecnología se calcularía como la desviación típica de la serie temporal que resulta al emplear la fórmula anterior para cada componente del coste de cada tecnología. Proponen el cálculo de la desviación típica a partir de la suma de los riesgos de cada coste al cuadrado ponderado por la participación que cada uno de ellos tiene en el coste total de cada tecnología.

El riesgo de la cartera es función de los riesgos individuales de cada tecnología, derivados a su vez de la variabilidad de sus distintos componentes del coste, y de la relación que pudiera haber entre los distintos tipos de coste considerados:

$$\sigma_c = \sqrt{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j \sigma_{ij}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j} = \sqrt{\sum_{i=1}^n x_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i \neq j}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j} \quad (\text{Ex. 4.3})$$

Donde x_i representa la participación en tanto por uno de la tecnología i en la cartera, σ_i la desviación típica de los cambios porcentuales por período de los costes de la tecnología i y ρ_{ij} es el coeficiente de correlación lineal entre los costes de las tecnologías i y j . Se asume una distribución normal de los cambios porcentuales calculados (Awerbuch y Berger, 2003).

El modelo genera así una frontera de carteras eficientes bajo el binomio rendimiento-riesgo. Otros autores que optan por este binomio son Arnesano *et al.* (2012), Kienzle *et al.* (2007), Rodoulis (2010), De Jonghe *et al.* (2011) y Roques *et al.* (2010).

Jansen *et al.* (2006), Roques *et al.* (2008), Hickey *et al.* (2010)¹⁴⁵ o Delarue *et al.* (2011) enmarcan esta propuesta dentro de la perspectiva de *maximización del bienestar social*. Esta calificación se debe al objetivo del planteamiento, basado en obtener aquella cartera eficiente

¹⁴⁴ Aunque Awerbuch y Berger (2003) lo definen como rendimientos por período o *Holding Period Return* (en inglés), el resultado que muestran no es expresivo de un rendimiento, por cuanto no parte de la variación de precios del activo, sino de sus costes. Por ello el cálculo de esta medida ofrece información sobre los cambios porcentuales del coste y no del rendimiento.

¹⁴⁵ Proponen el objetivo más deseado por la sociedad a partir de la minimización de los costes considerando una serie de restricciones relativas a: fiabilidad, seguridad, flexibilidad, condiciones medioambientales, aceptabilidad social y capacidad de generación existente.

de tecnologías de generación que implique exponer a la sociedad al mínimo nivel de coste y de riesgo necesarios derivados de la generación de electricidad.

El tratamiento del riesgo de las tecnologías renovables ha sido objeto de planteamientos diversos. Así Awerbuch y Berger (2003) identifican las tecnologías renovables como carentes de riesgo, asimilándolas al comportamiento del activo libre de riesgo de la teoría de carteras, por cuanto no presentan costes de combustible¹⁴⁶. De hecho estas tecnologías no dependen del uso de combustibles fósiles, caracterizados por una elevada volatilidad¹⁴⁷ en los precios, sino que emplean recursos naturales de libre disposición y con coste nulo de disposición (corrientes eólicas, marinas, precipitaciones o radiación solar). Así mismo no incurren en costes de emisión de CO₂ por no ser fuentes emisoras –excepto la tecnología de biomasa-. Por todo ello las energías renovables tan sólo estarían sujetas a costes de inversión y de O&M. Awerbuch y Berger (2003) señalan que como la variación interanual que puedan experimentar estos costes puede ser considerada nula, estas tecnologías no presentarían riesgo.

Aunque la propuesta de Awerbuch y Berger (2003) en relación con la definición del riesgo de las tecnologías renovables es la que mayor aceptación tiene, otros autores como Arnesano *et al.* (2012) apuestan por caracterizar a las energías renovables como tecnologías con riesgo. Para ello vinculan el factor de capacidad¹⁴⁸ de las tecnologías con la disponibilidad real del combustible natural eólico y solar fotovoltaica. Equiparan así el valor por tecnología del factor de capacidad con la variabilidad del precio de combustible para las fuentes renovables¹⁴⁹.

La difícil disponibilidad de series históricas de los diferentes tipos de coste de generación de las distintas tecnologías condiciona la mayor parte de los estudios en este campo. Los costes reales de las distintas compañías eléctricas son materia muy sensible y por ello de difícil acceso. Para solucionar la ausencia de datos muchos autores recurren a los recogidos en trabajos precedentes ya publicados, a agencias internacionales como la IEA o a la simulación. Awerbuch y Berger (2003), sin embargo, emplean una medida de riesgo financiero como proxy¹⁵⁰ para los costes de O&M y establecen unos coeficientes de correlación entre el 0,1 y el 0,7¹⁵¹. Posteriormente Jansen *et al.* (2006) cuestionan la capacidad informativa de la medida

¹⁴⁶ Excepto la tecnología que emplea biomasa, que sí depende de combustible de tipo natural.

¹⁴⁷ Para el caso del gas natural y del petróleo y sus derivados.

¹⁴⁸ Para calcular el factor de capacidad eólico y solar fotovoltaica recurren a datos de series históricas de puntos de producción italiana.

¹⁴⁹ Distinto del valor 0 otorgado por Awerbuch y Yang (2007) para las energías eólica, solar fotovoltaica e hidráulica.

¹⁵⁰ Suponen que los costes fijos de O&M fluctuarán en los mismos términos que una cartera de bonos empresariales, y los variables de O&M de forma similar a una cartera diversificada (como el *Standard & Poor's-500 Morgan Stanley Capital International Europe index*). Ello da lugar a una desviación típica del 8,7% y del 20% para los costes fijos y variables de O&M.

¹⁵¹ Awerbuch y Berger (2003) asumen un coeficiente de correlación de 0,7 para los costes de O&M de dos tecnologías. Se trata de un valor cercano a la unidad. Deciden asignar un valor no idéntico a la unidad para contemplar la posibilidad de que exista riesgo no sistemático en la relación establecida. Adicionalmente el coeficiente de correlación entre los costes fijos y variables de O&M se presume que tome un valor de 0,1.

del riesgo propuesta por Awerbuch y Berger (2003) -la desviación típica de las variaciones relativas de costes por período- por carecer de dimensión, ya que se trata de una medida expresada en porcentaje. Critican además la escasa verosimilitud del uso de valores históricos del mercado financiero para estimar los diversos costes tecnológicos¹⁵², así como la aparente arbitrariedad empleada a la hora de distinguir entre fijos y variables. Además destacan que el modelo de Awerbuch y Berger (2003) no incorpora el coste de intermitencia vinculado con las renovables, los costes medioambientales¹⁵³ ni la variación de eficiencia en las tecnologías.

Jansen *et al.* (2006) proponen que la medida del riesgo tenga como dimensión el valor monetario en que se expresan los costes de producción. Optan por considerar directamente los costes de generación (en vez de su inverso como expresivo de rentabilidad). Se obtiene así una frontera de carteras eficientes coste-riesgo derivada de un modelo de minimización del riesgo. En caso de que no se disponga de información específica de la correlación entre los componentes del coste de cada tecnología, sugieren que la mejor opción pasaría por considerar independencia¹⁵⁴ entre los diferentes tipos de coste, a excepción del coste de inversión, que suele presentar cierto grado de correlación entre las fluctuaciones anuales de los costes reales de inversión entre diferentes tecnologías.

Awerbuch en trabajos posteriores (Awerbuch y Yang, 2007; Awerbuch *et al.*, 2008) parece asumir parte de los comentarios de Jansen *et al.* (2006) y apuesta por planteamientos coste-riesgo y por presentar nuevos cálculos para la desviación típica de las variaciones relativas de costes por período, esta vez no basados en emplear medidas de riesgo financiero como proxy para los costes de construcción y O&M.

4.2.2. Ganancia calculada a partir de valores VAN y TIR

En la literatura se encuentran trabajos basados en el cálculo del valor esperado del valor actual neto (VAN) o de la tasa interna de rentabilidad (TIR) asociado a cada activo o tecnología de generación.

Estos análisis proponen la estimación de los flujos de caja libres de cada activo de generación. Componen estos flujos de caja libres las corrientes de cobros (procedentes de la venta de electricidad producida) y pagos (costes) actualizados a un tipo de descuento que se identifica con el coste de capital medio ponderado—CCMP-¹⁵⁵. Los autores en su mayoría optan por la

¹⁵² Señalan la elevada variabilidad de los costes variables de O&M (excepto para la energía eólica *off-shore*).

¹⁵³ Según Krey y Zweifel (2008) esto conduce a la subestimación de los costes de la cartera que incluye tecnologías que emplean combustibles fósiles.

¹⁵⁴ La independencia implicaría asumir un factor de correlación igual a cero.

¹⁵⁵ En inglés, *Weighted Average Capital Cost –WACC-*. Roques *et al.* (2008) emplean un tipo de descuento elevado del 10% por ser más representativo que el 5% en relación con las condiciones de inversión en mercados liberalizados. Los autores realizan además un análisis de sensibilidad tomando el tipo de descuento del 5%. Con ello

simulación para obtener los valores del VAN, a partir de los que calcular su valor medio esperado y su desviación típica (riesgo).

Así en Roques *et al.* (2008) se propone un planteamiento basado en los riesgos de los rendimientos de la planta. Se evalúan las inversiones en nuevas plantas de carga base desde el punto de vista del inversor privado y sus incentivos. Se busca la maximización de los rendimientos financieros de los inversores, dados unos niveles de riesgo (relativos a la variabilidad del precio de la electricidad, de ciertos combustibles y de las emisiones de CO₂). Los autores proponen la función de utilidad¹⁵⁶ media-varianza como modelo estándar de equilibrio entre riesgo y rendimiento. El objetivo pasa de ser la maximización del bienestar social¹⁵⁷ a ser la maximización de las rentabilidades de las inversiones considerando el riesgo en mercados liberalizados.

El proceso parte de la estimación mediante simulación (Monte Carlo) de la media y la varianza del VAN por tecnología de un modelo de descuento de flujos de caja. Se obtienen las distribuciones del VAN de las plantas a partir de sus cuasi-rentas y sus correlaciones, que son la base de cálculo para la optimización de la cartera. La frontera eficiente responde al binomio VAN-riesgo.

Acometen el análisis de tres escenarios: ausencia y existencia de correlación entre los precios de combustible, de emisión de CO₂ y de la electricidad, y otro de precios fijos (vinculado con contratos a largo plazo). Concluyen que el modelo es muy sensible al grado de aversión al riesgo considerado, debido a la elevada correlación entre los precios en mercados liberalizados.

Muñoz *et al.* (2009) proponen un modelo de carteras basado en la maximización del valor del TIR de una cartera formada íntegramente por tecnologías renovables¹⁵⁸. El TIR esperado de la cartera se obtiene como la suma del TIR promedio de cada tecnología ponderado por la participación de cada tecnología. Los flujos de caja a partir de los cuales se calcula el TIR estarían compuestos por cobros (producción anual, precio de mercado promedio, complemento de energía reactiva, precio regulado, desviación en la producción y primas) y costes (O&M, depreciaciones de las plantas, coste de servicio, combustible). El riesgo vendría definido por la desviación típica del TIR (por tecnología, y de la cartera), dependiendo de la variabilidad de cada uno de los elementos referidos (cobros, costes y primas). Los autores

siguen la propuesta de la IEA, organismo que presenta resultados para los costes de las tecnologías para ambos tipos de descuento. Muñoz *et al.* (2009) proponen un tipo de descuento en su modelo del 4%.

¹⁵⁶ Su expresión vendría definida por: $U = E(r_p) - \frac{1}{2} \lambda \sigma_{r_p}^2$, donde U sería la utilidad de generación de la cartera considerada; $E(r_p)$, el rendimiento esperado en términos de VAN de la cartera p que contiene n activos i ; el coeficiente de aversión al riesgo λ ; y $\sigma_{r_p}^2$ la varianza de la rentabilidad de esa cartera.

¹⁵⁷ A través de la minimización de los costes de generación.

¹⁵⁸ Energías eólica, solar fotovoltaica, mini hidráulica y termoeléctrica.

emplean la simulación para generar los datos de media y desviación típica de las variables, calculando así la distribución estocástica del TIR.

Establecen el *índice de Sharpe* como medida del rendimiento en relación con su riesgo. La maximización de este índice permite obtener la combinación óptima de tecnologías que hacen máxima la pendiente de las rectas en las que se sitúan las carteras que pueden ser conformadas por las distintas tecnologías. Con ello se lograría conjuntamente la minimización del riesgo y maximización del rendimiento de una cartera compuesta por renovables en España. El modelo presenta la siguiente función objetivo:

$$\text{Max } m = (\overline{TIR_{cartera}} - r_l) / \sigma_{cartera} \quad (\text{Ex. 4.4})$$

donde $TIR_{cartera}$ sería el TIR esperado de la cartera (rentabilidad media), r_l el tipo ofertado por un activo libre de riesgo¹⁵⁹ y $\sigma_{cartera}$ expresaría el riesgo de la cartera.

Westner y Madlener (2010) se apoyan en el trabajo de Roques *et al.* (2008) para defender la aplicabilidad de su planteamiento. Los activos objeto de análisis son diferentes tecnologías de cogeneración (CHP¹⁶⁰). El cálculo propuesto del VAN incluye la corriente de inversiones a lo largo de la fase de construcción y los flujos de caja libres anuales durante la fase de operación de la planta. Obtienen la distribución del VAN mediante simulación de Monte Carlo y definen como variables aleatorias los precios de la electricidad, del combustible y de CO₂.

Para el cálculo de los flujos, el modelo financiero incorpora el precio de los productos, los costes de operación y de carácter técnico y los costes de emisión de CO₂ en función de los permisos obtenidos por las plantas para los años 2012 y 2013, entre otros. La medida del rendimiento¹⁶¹ viene definida por la suma de los VAN esperados de los activos considerados ponderados por su participación en la cartera y el riesgo¹⁶² por la variabilidad de los mismos.

Comparan diferentes tecnologías de cogeneración –CHP– para crear las mejores carteras robustas para los años 2010 y 2020. Se buscan aquellas carteras que sean capaces de generar ingresos estables con independencia del comportamiento de elementos externos -precios electricidad, cambios regulatorios, cambios técnicos, etc.-. Calculan los coeficientes de correlación a partir del modelo econométrico del análisis de regresión, que incluye los precios para la electricidad, el gas natural y los permisos de emisión de CO₂ de los diferentes Estados.

¹⁵⁹ Letras del tesoro (4%) con un riesgo considerado nulo.

¹⁶⁰ En inglés *Combined Heat and Power (CHP)*.

¹⁶¹ $E(VAN_c) = \sum_{i=1}^n \alpha_i E(VAN_i)$, compuesto por los diferentes VAN de los activos considerados, que en su conjunto suponen el 100% de la cartera. Es por ello que la suma de la participación de todos los activos debe ser igual a la unidad ($\sum_{i=1}^n \alpha_i = 1$).

¹⁶² El riesgo vendría definido por la desviación típica del VAN de la cartera (σ_c):
 $\sigma_c = \sqrt{\sum_{i=1}^n \alpha_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1, i \neq j}^n \alpha_i \alpha_j \sigma_i \sigma_j \rho_{ij}}$, donde σ_i expresaría la desviación típica del VAN de la tecnología i , y ρ_{ij} expresaría la correlación entre los VAN de las diferentes tecnologías de la cartera c .

4.2.3. Rentabilidad obtenida a partir de precios y costes de generación de electricidad

Gökgöz y Atmaca (2012) presentan un modelo de media-varianza de optimización que incorpora restricciones relativas a la no congestión del sistema. El objetivo se centra en la asignación eficiente de activos (plantas) de generación de electricidad considerando tanto los costes de generación como los precios *spot*¹⁶³ y de contrato. Con ellos calculan el valor del rendimiento, que vendría determinado por la siguiente expresión, recogida previamente en Liu y Wu (2007):

$$\text{Tipo de rendimiento} = \frac{(\text{precio spot}_t - \text{coste de generación}_t)}{\text{coste de generación}_t} \quad (\text{Ex. 4.5})$$

El riesgo afectaría tanto a los costes como a los precios por hora¹⁶⁴ del mercado *spot*. Asumen como rendimientos sin riesgo los precios de venta de electricidad a través de contratos bilaterales, por presentar valores fijos o no variables para unos determinados períodos de tiempo y garantizados por el regulador.

Los autores proponen la existencia de un mismo patrón¹⁶⁵ de comportamiento horario de la demanda para los días laborables tipo¹⁶⁶ y de los precios horarios *spot* diarios, con una distribución normal sobre la media. A partir de ese patrón definen un total de 24 activos con riesgo, uno por cada precio horario *spot*. Los vectores obtenidos $(a_{n,m})$ recogen 1.713¹⁶⁷ precios m para cada una de las 24 horas n , de los 57 meses considerados, relativos a precios marginales del sistema y “del día siguiente”.

Los autores obtienen datos del tipo de rendimiento medio¹⁶⁸ y de la desviación típica¹⁶⁹ del mismo. Proponen tres modelos en los que la función objetivo es la maximización de la utilidad¹⁷⁰ (similar a Roques *et al.*, 2008). El primero considera la existencia de 24 activos (horarios) -alternativas de venta- con riesgo, el segundo incluye restricciones relativas a la

¹⁶³ Propios del mercado al contado, entendido como aquel proceso que permite establecer el programa de funcionamiento horario de las centrales de generación de electricidad. Es un proceso de ritmo diario. En Turquía se emplean los precios *spot* como únicos precios de mercado. Los autores parten de datos históricos horarios del sistema de mercado marginal turco y los precios de mercado “*day-ahead hourly*” entre 2006 y 2011.

¹⁶⁴ Los agentes generadores están llamados a cumplir las restricciones de producción (programas de producción, de mantenimiento, precios de combustibles, congestiones del sistema...), pudiendo disponer de 24 alternativas de venta (una por hora). Los generadores de electricidad optan entre vender su producción en horas diferentes o vender vía contratos bilaterales que eviten el riesgo.

¹⁶⁵ Demuestran que es posible establecer para 5 días laborables independientes tipo un mismo patrón de comportamiento horario de la demanda, ya que los datos de correlación positiva rondan el valor 0,96.

¹⁶⁶ Salvando los días festivos y de vacaciones, de condiciones atmosféricas extremas o de congestión del sistema.

¹⁶⁷ Valor aproximado derivado del cálculo: $57 \text{ meses} \times 30 \text{ días} = 1.710 \text{ precios}$ para cada una de las 24 horas del día.

¹⁶⁸ El rendimiento medio por hora se calcula dividiendo por 1.713 la suma de los rendimientos obtenidos.

¹⁶⁹ La desviación típica se obtiene hallando la raíz cuadrada de la división por 1.713 de la suma de las diferencias al cuadrado de los rendimientos obtenidos con el rendimiento medio.

¹⁷⁰ $U = E(r_p) - \frac{1}{2} \lambda \sigma_p^2$, con λ como coeficiente de aversión al riesgo, y con valor 3.

venta real de electricidad¹⁷¹, y el tercero incorporaría la posibilidad de contratación del activo libre de riesgo.

4.2.4. Modelos coste-riesgo

Son numerosos los trabajos en los que los autores optan por definir los modelos a partir de los costes de las tecnologías y del riesgo de los mismos. Por ello la frontera de carteras eficientes que generan es de coste-riesgo (Doherty, 2005; Doherty *et al.*, 2006; White *et al.*, 2007; Awerbuch y Yang, 2007; Awerbuch *et al.*, 2008; Doherty *et al.*, 2008; Rodoulis, 2010; Allan *et al.*, 2011; Zhu y Fan, 2010 y Bhattacharya y Kojima, 2010). Los trabajos, que parten de la minimización bien del coste de la cartera, bien del riesgo de la misma, se encuadran dentro de la ya mencionada perspectiva de la maximización del bienestar social.

En este tipo de planteamientos el valor del coste esperado de la cartera se obtiene como la suma del coste total por tecnología ponderado por la participación de cada tecnología en la cartera. El valor del riesgo de la cartera es función del riesgo de cada tecnología, de la participación de cada tecnología y de los factores de correlación entre los diferentes tipos de coste -inversión, O&M, combustible, etc.- de las diferentes tecnologías.

Doherty *et al.* (2006, 2008) proponen un algoritmo de mínimo coste que optimiza tanto la capacidad instalada por tecnología en la cartera como el modo de utilización de la planta según las necesidades de carga en Irlanda. La tecnología principal objeto de análisis es la energía eólica. En un estudio anterior (Doherty, 2005) analiza además la diversificación de la cartera a través de la teoría de carteras y del índice *Shannon-Wiener*. Al no requerir ninguna previsión sobre el futuro en términos probabilísticos, este último índice enriquece la robustez del modelo, según el criterio de los autores.

Krey y Zweifel (2008) y Kienzle *et al.* (2007), aunque parten de una propuesta centrada en la teoría de carteras similar a la de Awerbuch y Berger (2003), realizan propuestas diferentes. Así, Krey y Zweifel (2008) establecen alternativamente como objetivos la minimización del tipo esperado de incremento del coste por unidad de electricidad generada y expresado en c\$/kWh¹⁷², y la minimización del riesgo. Aplican una estimación de tipo *Seemingly Unrelated Regression*¹⁷³ para filtrar los componentes sistemáticos de la matriz de covarianzas de los

¹⁷¹ Instrumentalizado en el modelo a través de una restricción máxima de inversión en un activo (precio horario).

¹⁷² $Rendimiento = -\frac{(Y_t - Y_{t-1})}{Y_{t-1}}$. Se trata de un índice de cambio negativo en los costes de producción. Un incremento de los mismos implicaría un rendimiento negativo. Se busca minimizar dicho incremento.

¹⁷³ Krey y Zweifel (2008) pretenden conseguir que las series temporales de los costes de generación consideradas no contengan cambios sistemáticos que afecten a la estimación de los valores de la predicción. Proponen la expresión: $\widehat{R}_{it} = R_{it} - \widehat{U}_{it}$. El cálculo se realiza a partir de los residuos \widehat{U}_{it} del proceso autorregresivo de orden j . Éste se define como: $R_{it} = \alpha_{i0} + \sum \alpha_{ij} R_{it-j} + U_{it}$, donde R_{it} es el rendimiento para la tecnología i en el año t , α_{i0} es una constante para cada tecnología i , α_{ij} es el coeficiente del rendimiento retardado j años, R_{it-j} es la variable dependiente retardada j años y U_{it} es el error para la tecnología i en el año t . El método consiste en

rendimientos de las tecnologías para EE.UU. y Suiza. Se incorporan al análisis las correlaciones entre los errores de las regresiones del rendimiento esperado, esto es, aquellas correlaciones entre cambios no esperados (vg. relacionados con el tiempo atmosférico) de los rendimientos de las tecnologías para mejorar las estimaciones. Por su parte, Kienzle *et al.* (2007) buscan la maximización del rendimiento esperado, calculado como el menor incremento del coste por unidad de electricidad generada¹⁷⁴.

Huang y Wu (2008) proponen como objetivo la minimización del valor actual de los costes totales de generación más el riesgo del mismo ponderado por el factor de aversión. Se trata de una medida de maximización de la utilidad, en este caso aplicada a costes¹⁷⁵. Con ella se busca obtener el valor del coste total a partir de la consideración de los costes junto con el riesgo ponderado por un factor de aversión. Los autores emplean una curva de carga¹⁷⁶ para establecer diferentes paquetes de demanda, estudiando el impacto de diferentes niveles de riesgo en la cartera.

Delarue *et al.* (2011) se basan en la propuesta de Jansen *et al.* (2006) y presentan un modelo de optimización de programación cuadrática con restricciones integrado¹⁷⁷. Presentan dos funciones objetivo: de mínimo coste y de mínimo riesgo. Buscan determinar la cartera óptima

estimar las m ecuaciones de la regresión, una por cada tecnología y realizar un contraste por mínimos cuadrados ordinarios, apropiado siempre que exista correlación entre los errores de las distintas tecnologías. El método permite estimar simultáneamente los rendimientos esperados de las tecnologías de generación de una regresión, teniendo en cuenta la posible correlación de los residuos de las ecuaciones –componentes de cambios no observados– y busca incrementar la eficiencia de la estimación.

¹⁷⁴ Disponen de datos reales de la empresa BKW relativos a los cambios en los costes.

¹⁷⁵ $Riesgo\ ponderado_{(valor\ actual\ C_g)} = Valor\ actual\ C_g + \lambda \sigma_{Valor\ Actual\ C_g}^2$. Donde C_g serían los costes de generación y λ sería el parámetro que expresa la aversión al riesgo. Si éste tiene valor 0, no se incorpora en el análisis el riesgo de los costes de generación. Cuanto mayor sea el valor, mayor aversión al riesgo de inversor (siguiendo la propuesta de Van Zon y Fuss, 2005).

¹⁷⁶ La *carga de demanda* (*load demand*, en inglés) se define como la generación total de electricidad menos las pérdidas producidas por la transmisión y la distribución o el total de consumo de electricidad. La *curva de carga* del sistema eléctrico representa la sucesión de valores a lo largo del período horario que depende de múltiples factores (desarrollo económico, condiciones climáticas, uso de las tecnologías de los habitantes, etc.). Esta *curva de carga* se puede convertir en la *curva de duración de la carga* mediante la ordenación descendente de los datos de carga. En la *curva de duración de la carga* se puede distinguir: carga base, carga media y exceso de carga. Las tecnologías de carga base son aquellas sobre las que se apoya el sistema durante la mayor parte de los períodos considerados. De modo contrario aquellas tecnologías que permiten cubrir los puntuales excesos de la demanda inesperados aportan su producción sólo en momentos concretos y se caracterizan por ser tecnologías con elevados costes.

¹⁷⁷ El modelo estándar trabaja con factores de carga por tecnología y con promedios para definir la demanda de electricidad. De forma alternativa el modelo integrado se basa en un perfil real de carga con fluctuaciones de la demanda, determinándose los factores de carga dentro del propio proceso de optimización. Analiza la información procedente de los patrones de carga horaria actuales así como las restricciones relativas a la gestión instantánea de la producción (variabilidad de las renovables), además de calcular los factores de capacidad de las tecnologías consideradas. La propuesta integrada para la cartera de mínimo coste para un año de carga horaria (8.760 horas), según capacidad instalada cap_i y la generación real g_{ij} sería: *Minimización del coste* = $\sum_i F_i cap_i + \sum_{i,j} g_{ij} v_i$, siendo el coste promedio de la cartera $Coste\ Promedio_c = \frac{coste}{\sum_j d_j}$ y el riesgo de la misma $\sigma_p = \frac{\sigma_{p,absoluto}}{\sum_j d_j}$, donde cap_i expresaría la capacidad óptima instalada de la tecnología i , g_{ij} expresaría la generación de electricidad de la tecnología i durante el período j , por lo que $\sum_{i,j} g_{ij} = d_j$, donde d_j representaría la demanda de electricidad durante el período j . Además se incluyen restricciones técnicas en forma de límites (coeficientes) por tecnología.

de tecnologías (potencia instalada¹⁷⁸) para una producción y coste determinados. Contemplan el impacto de la inclusión de la tecnología eólica¹⁷⁹ en la cartera, incorporando además restricciones de desnivel de las plantas de tecnología no renovable para un perfil de carga horaria de un año (8.760 horas).

De Jonghe *et al.* (2011) aplican dos metodologías para la optimización de carteras: proyección de la curva de duración de la carga¹⁸⁰ y programación lineal. Se busca el máximo rendimiento¹⁸¹ de los distintos tipos de plantas de carga a través de la minimización de los costes y del mantenimiento del número óptimo de unidades de generación. Mediante la metodología de proyección de la curva logran determinar el mix óptimo de tecnologías a largo plazo. Calculan para ello el número óptimo de horas de operación en función de los costes, y combinan éstos con la forma de la curva de duración de la carga. Con ello obtienen las participaciones de las diferentes tecnologías en la cartera. Estos autores proponen asimismo emplear la metodología de programación lineal para obtener un segundo resultado de participación de las tecnologías en la cartera. Parten de la asunción del elevado peso futuro de la tecnología eólica en la cartera para justificar la necesidad de incorporar al modelo restricciones relativas a la flexibilidad del sistema, entre las que se encontrarían las relativas a las operaciones de mantenimiento periódico, fluctuaciones en la generación y requisitos de equilibrio. Se trata de un modelo similar, en su definición básica, a la propuesta de Delarue *et al.* (2011) y Jansen *et al.* (2006). Con este enfoque logran incorporar tanto la variabilidad del lado de la demanda neta¹⁸² como restricciones operacionales del lado de la oferta dentro de la planificación a largo plazo.

4.2.5. Propuestas basadas en producción de electricidad

En la literatura se encuentra una proposición alternativa a las anteriores basada en la maximización de la electricidad generada sujeto a una determinada variabilidad de la misma. El modelo pasa de estar centrado en un valor medido en unidades monetarias a estarlo en

¹⁷⁸ Determinando los factores óptimos de carga específicos por tecnología.

¹⁷⁹ El carácter no gestionable de la energía eólica lleva a considerarla un factor de carga negativo, a sustraer de la demanda total. Una vez sustraída se tendría la demanda neta, susceptible de ser cubierta por plantas de tecnología no renovable.

¹⁸⁰ Esta metodología emplea curvas de duración de la carga para determinar el mix de tecnologías de generación óptimo para atender a la demanda bajo un criterio de eficiencia en costes para un territorio para intervalos horarios durante un año (8.760 horas). Establecen la composición de la cartera óptima combinando el número de horas de operación (calculadas bajo criterio de coste relativo) y la forma de la curva de carga.

¹⁸¹ Mayor número de horas de operación, atendiendo a los tipos de carga idóneos (base, media, pico y pico elevado).

¹⁸² Por demanda neta se entiende en el modelo el resultado de sustraer a la demanda total la producción eólica. La energía eólica se caracteriza por su variabilidad, controlabilidad limitada y difícil gestión. Por ello los autores siguen a Delarue *et al.* (2011) y consideran la producción eólica como demanda negativa, debido a que sus costes marginales de generación son nulos. Ello convierte a la energía eólica en una tecnología de carga negativa, provocando que la variabilidad pase del lado de la oferta al lado de la demanda. La demanda neta (demanda total – producción eólica) final debe ser cubierta por producción procedente de plantas de tecnologías no renovables.

unidades físicas de producción. La cartera analizada sigue siendo de tecnologías de producción y los estudios suelen incorporar restricciones relativas a la cantidad de producción generada y a la producción asimilable por el sistema. Dos son los trabajos que destacan en este apartado: el de Roques *et al.* (2010) y el de Rombauts *et al.* (2011), ambos vinculados con la producción eólica.

El modelo propuesto por Roques *et al.* (2010) busca identificar la cartera compuesta por aquellos activos inter-Estados¹⁸³ que minimizan la variabilidad del output (producción eólica), para un nivel de producción determinado. Proponen una definición alternativa para el rendimiento refiriéndose a él como aquel factor de capacidad medio entre diferentes localizaciones. El riesgo es definido como la variabilidad de la producción entre horas (extraído de Rombauts *et al.*, 2011).

La propuesta reside en optimizar el equilibrio entre la maximización de la producción eléctrica eólica (del factor de capacidad¹⁸⁴) y la minimización de la variabilidad de la producción de este tipo de tecnología a través de la diversificación geográfica. Los autores plantean dos funciones objetivo: una de minimización de la variabilidad de la producción de la electricidad para un nivel determinado de producción, y otra de maximización de la contribución de la energía eólica a la fiabilidad del sistema (por unidad de capacidad instalada), minimizando la variabilidad sólo durante las horas de pico de demanda.

Ambas proposiciones incorporan las correlaciones entre países relativas a la producción eólica, lo que posibilita la diversificación de la cartera mediante la combinación de localizaciones productoras eólicas con correlación positiva débil y/o negativa¹⁸⁵. Para cada uno de los dos modelos se establecen dos alternativas, una sin restricciones y otra con restricciones de capacidad por país (potencial técnico estatal eólico) y limitaciones de red-interconexión.

Los autores parten del importante problema de los costes de intermitencia para proponer un enfoque que se centra en la diversificación geográfica como herramienta para encontrar

¹⁸³ Se contempla un parque único formado por el conjunto de plantas de generación de los diferentes Estados miembros estudiados.

¹⁸⁴ El factor de capacidad puede ser definido como la ratio entre la energía realmente producida en un período de tiempo por una planta de generación y la cantidad máxima de energía potencial a producir en ese período, asumiendo un aprovechamiento completo de la planta.

¹⁸⁵ Señalan el decisivo papel que juegan las correlaciones en relación con la producción eólica inter-Estados y apuntada anteriormente por Drake y Hubacek (2007) en su trabajo sobre dispersión de la localización de las plantas de generación eólica en el Reino Unido. Un grado de correlación menor o negativo entre Estados conduce a una disminución de la variabilidad de la cartera, por cuanto sería posible equilibrar la producción necesaria a través de la aportación de diferentes áreas geográficas. Es el caso de España y Alemania, regiones con correlación negativa. Así la incorporación de producción de ambos países en la cartera contribuye a reducir su riesgo debido a que se reduce la variabilidad de la producción eólica (cuando en Alemania no hay producción eólica, en España es probable que la haya). La contrapartida, según Drake y Hubacek (2007), estaría en el incremento de los costes de la cartera debido a las necesidades técnicas de mantenimiento de la fiabilidad del sistema por caídas de la generación eólica y entrega de electricidad producida en las diferentes plantas con localizaciones dispersas.

aquella cartera que maximice la producción de electricidad mediante eólica y minimice la variabilidad de la producción, consiguiendo la menor intermitencia de la producción.

Rombauts *et al.* (2011), por su parte, tratan de medir explícitamente¹⁸⁶ el efecto de las restricciones derivadas de las capacidades inter-estatales de transmisión (CBTCC¹⁸⁷) exclusivamente disponibles para flujos de energía eólica. El objetivo se centra en la definición de las localizaciones eficientes de energía eólica que hagan mínima la variabilidad.

Parten de la propuesta de Roques *et al.* (2010), a partir de la cual la expresión de la producción¹⁸⁸ vendría dada por el factor de capacidad promedio para cada uno de los países y el riesgo sería función de la variabilidad de la producción entre horas. El riesgo de la cartera se calcularía en función de las distintas participaciones por países con sus respectivas desviaciones típicas y coeficientes de correlación de sus producciones. Se trataría de buscar como objetivo aquella combinación de participaciones por países que minimizara el riesgo de las diferencias horarias de output¹⁸⁹.

4.3. Análisis de los modelos desde el punto de vista de su aplicación

En los trabajos revisados se observa cómo los autores recurren al análisis de sensibilidad para extraer conclusiones al respecto del posible impacto que pueda provocar la modificación de ciertos inputs sobre la cartera. Así se trata de medir el efecto que puede tener sobre los resultados la limitación de la participación de alguna tecnología, la modificación del precio de alguno de los combustibles o de la emisión de CO₂.

A través del análisis de sensibilidad, Delarue *et al.* (2011) extraen la conclusión de que pese a la variación en el perfil de disponibilidad de la energía eólica, los resultados del modelo son estables, robustos y poco sensibles.

Bhattacharya y Kojima (2012) concluyen de forma contraria a la esperada que un incremento del coste de los combustibles fósiles en un 10% no supone una mayor participación de las tecnologías renovables. Exponen que una subida temporal de los precios de estos

¹⁸⁶ Difiere de la propuesta de Roques *et al.* (2010) en la que la limitación se incluye en forma de restricción.

¹⁸⁷ En inglés, siglas que se refieren a: *Cross-border transmission-capacity constraints*.

¹⁸⁸ La función objetivo de la capacidad transfronteriza de transmisión ilimitada se define como: $Max \sum_{i \in I} x_i CP_i$, para la que x_i sería el ratio entre la cantidad de capacidad eólica a instalar en una determinada localización de un país y el total de capacidad eólica a instalar en el conjunto de países considerados, y CP_i representa el factor de capacidad del país en cuestión. El producto de ambos representaría el rendimiento a obtener como output.

¹⁸⁹ Para el modelo de capacidad infinita la cartera de localizaciones con mayor rendimiento estaría formada por un número reducido de plantas caracterizadas por elevados factores de capacidad. Alternativamente la cartera de mínimo riesgo estaría compuesta por un mayor número de plantas de generación que permiten hacer mínimas las diferencias horarias de producción. La segunda propuesta que se caracteriza por una capacidad nula de intercambio obligaría a redefinir la cartera individual de cada estado. La tercera, que contempla la existencia de límites en el transporte, incrementaría levemente el riesgo de la cartera de mínimo riesgo del primer caso (capacidad infinita), al incorporar limitaciones en la compensación de la producción procedente de diversas localizaciones.

combustibles no llega a condicionar positivamente la inversión a largo plazo en tecnologías renovables.

Allan *et al.* (2011) exponen que en caso de sustituir los valores de las estimaciones de las correlaciones de los costes de combustibles por los de Awerbuch y Yang (2007) se produciría una disminución en el riesgo de la cartera.

Awerbuch y Yang (2007) señalan que un incremento en el riesgo de los costes de inversión de la tecnología nuclear tendría un impacto reducido sobre las combinaciones coste-riesgo propuestas en su estudio. Adicionalmente un mayor precio de emisión de CO₂ –para un valor nulo, de 15€/tonelada y de 35€/tonelada- supondría un incremento de los costes de generación de las tecnologías que emplean combustibles fósiles, y del riesgo de las mismas. Incluso el riesgo del precio de CO₂ superaría al del riesgo del coste de cada tecnología no renovable.

Entre las críticas a la aplicación de la teoría de carteras a activos de generación de electricidad estarían las de Hanser y Graves (2007). Estos autores critican que se aplique la teoría financiera de carteras a activos tan distintos a los financieros como son los energéticos. Se basan en que el modelo de carteras no incluye la totalidad de los elementos propios de los activos reales analizados, que van más allá de las correlaciones entre activos. Entre ellos estarían la seguridad de suministro o la fiabilidad del sistema ante picos de demanda. Otros autores como Hickey *et al.* (2010), Kruyt *et al.* (2009) y Stirling (1998, 2007) centran su cuestionamiento en el elevado nivel de ignorancia que caracteriza al contexto energético. Allan *et al.* (2011), por su parte, señalan como limitaciones el hecho de que la aplicabilidad del modelo resida en la dudosa asunción de flexibilidad (no real) del sistema, la imposibilidad real de implementación de ciertas participaciones solución atendiendo a la infraestructura actual¹⁹⁰ y el hecho de no considerar en el análisis los costes de transacción asociados, y que deberían ser minimizados mediante ajustes graduales de las plantas y nuevas inversiones.

Pese a la existencia de las limitaciones apuntadas, la aplicación de la teoría de carteras a activos de producción de electricidad ha tenido una amplia aceptación y se contempla como una metodología contrastada. En este sentido una acertada definición del problema, de restricciones o de funciones objetivo en el modelo, así como el manejo de datos provenientes de fuentes de calidad y de relevancia internacional, como la IEA, organismos gubernamentales u operadores del sistema, puede resolver en parte las limitaciones comentadas.

¹⁹⁰ Los costes necesarios para poder alcanzar estas carteras son considerados como una barrera a la eficiencia.

4.3.1. Componentes de la función de coste

Como se señaló anteriormente una parte importante de los trabajos se fundamenta en el correcto establecimiento de los costes de generación por tecnología. La función de costes totales de los distintos modelos presenta componentes similares.

Los costes pueden venir expresados atendiendo a la potencia instalada (MW), o a la producción obtenida (MWh¹⁹¹). Los primeros suelen hacer referencia a costes fijos (vinculados con la capacidad) y los segundos a variables (vinculados con el output generado). Los fijos englobarían a los de inversión y la parte correspondiente de los de O&M, y los variables serían los de combustible y la parte relacionada con los MWh producidos de los de O&M.

Entre los diferentes autores que recogen estos conceptos se opta por presentar la propuesta de Jansen *et al.* (2006), aplicada posteriormente por Delarue *et al.* (2011), que define la función de coste del modelo como coste unitario por tecnología i ($UTCO_i$ ¹⁹²):

$$UTCO_i = INV_i + FU_i + FOM_i + VOM_i \quad (\text{Ex. 4.6})$$

según la cual tiene en cuenta el coste de inversión anual en la tecnología i en función de la capacidad instalada y medida en €/MW (INV_i), el coste de combustible anual de la tecnología i (FU_i), el coste fijo de O&M de la tecnología i anualizado y en función del factor de capacidad -en €/MW- (FOM_i) y el coste variable de O&M de la tecnología i (VOM_i). No incluyen el coste de emisión de CO₂ (que consideran implícito en los costes de combustible).

Algunos trabajos incorporan además otros costes relacionados con la producción renovable, denominados de intermitencia¹⁹³. Estos costes harían referencia a aquellos en los que incurre el sistema por el carácter no gestionable, variable e impredecible de la producción (Rombauts *et al.*, 2011), y que lo obligan a ser más flexible y a incorporar algún tipo de almacenamiento de energía para evitar la no cobertura de la demanda y mantener la fiabilidad del sistema. Estaría compuesto por la agregación de dos tipos de coste: los de integración en el sistema o *balancing-cost* y los de mantenimiento de la fiabilidad o *back-up costs* (Roques *et al.*, 2010).

Los de integración en el sistema tienen relación con los cambios necesarios en la operación y configuración de otras plantas de generación para resolver posibles desviaciones imprevistas en la cobertura de la demanda de electricidad provocada por la naturaleza del input no controlable de la tecnología. De esta forma, la entrada prioritaria en el sistema de la producción de electricidad a partir de tecnologías como la basada en energía eólica o solar

¹⁹¹ Megavatios por hora.

¹⁹² En inglés, *Unit Technology Costs* (costes unitarios por tecnología).

¹⁹³ En otros estudios como en Awerbuch y Berger (2003), Krey y Zweifel (2008), Kienzle *et al.* (2007), Allan *et al.* (2011), Zhu y Fan (2010), Bhattacharya y Kojima (2010), Huang y Wu (2008) o Gökgöz y Atmaca (2012) no se incorporan este tipo de costes vinculados con la producción de electricidad a través de tecnologías renovables.

(como ocurre en el mercado español) puede repercutir negativamente sobre la generación efectiva de otras tecnologías, como las de plantas de carga base.

Alternativamente Roques *et al.* (2010) se refieren a la necesidad de mantener una “garantía de potencia”, que sería la capacidad “suplente” que sustituye la posible ausencia de parte de la producción eólica generada en un período, y empleada para mantener el sistema y evitar así la ruptura del suministro de la misma. Los costes que genera el mantenimiento de la “garantía de potencia” son los anteriormente denominados *back-up costs* o costes de fiabilidad del sistema. Ambos costes estarían en función del nivel de participación o penetración de la energía eólica en el mix de producción. Distintos autores incluyen este concepto de coste dentro de sus análisis: Jansen *et al.* (2006), White *et al.* (2007), Awerbuch y Yang (2007), Awerbuch *et al.* (2008), Muñoz *et al.* (2009)¹⁹⁴, Rodoulis (2010), Arnesano *et al.* (2012) o Roques *et al.* (2010).

Otros (Delarue *et al.*, 2011) optan por restar la producción eólica del total de la producción demandada e incluyen en la función de coste tan sólo los costes fijos derivados de la potencia instalada. Rombauts *et al.* (2011), al centrar el estudio sobre la producción eólica y su variabilidad, proponen un modelo que no incorpora coste alguno, ya que se centra en analizar la producción –como se comentó anteriormente-. De Jonghe *et al.* (2011) coincide con Delarue *et al.* (2011) en la función de costes, incluyendo un coste específico provocado por la restricción de la entrada de eólica en el sistema (*curtailment cost*). Para De Jonghe *et al.* (2011) este coste es óptimo económicamente si permite evitar la inversión adicional en capacidad de generación flexible o si permite incorporar la producción de otra tecnología con menores costes variables de producción (aunque con flexibilidad limitada). Asumen que se trata de un mercado de competencia perfecta en el que en caso de reducirse la producción eólica, la empresa generadora perdería el correspondiente subsidio, dando por supuesto la existencia de subsidios a la energía eólica. Por ello el coste específico (*curtailment cost*) se identifica con un coste de oportunidad en relación con la producción eólica no generada, y por tanto con la parte correspondiente del subsidio-prima no cobrada o certificado de emisión no vendido¹⁹⁵.

La mayoría de los trabajos definen las tecnologías a partir del coste de producción y de emisión de CO₂, con algún caso de coste global de externalidad¹⁹⁶ (Arnesano *et al.*, 2012; Krey y Zweifel, 2008; Humphreys y McClain, 1998). Parece, pues, necesario ahondar en el aspecto

¹⁹⁴ Incluyen para la energía eólica y termoeléctrica un 1% del coste variable total para cubrir el coste de energía reactiva.

¹⁹⁵ Los autores incluyen la posibilidad de que en regiones con elevados perfiles de producción eólica el coste sea negativo –Alemania o Dinamarca-.

¹⁹⁶ Aquellos costes derivados de la producción de electricidad que tienen un impacto negativo sobre la sociedad y el medio ambiente, y que generalmente no son incluidos en la función convencional de costes de producción de las empresas. Es la sociedad como comunidad global y el medio ambiente los que los asumen. El fallo de mercado es corregido en la medida en que se internalicen los diferentes costes de externalidad en la función de costes de las empresas de generación. Ejemplo de una externalidad internalizada sería el coste de emisión de CO₂.

medioambiental y social de la cartera. La forma de producir electricidad tiene impactos negativos sobre la salud humana y sobre el medio ambiente (emisiones de gases contaminantes, radioactividad, riesgo de accidente tecnológico...). En la medida en que se consideren la totalidad de los costes (incluidas las externalidades), se logrará una asignación realista de los recursos. Por ello, tecnologías inicialmente ventajosas en términos de costes de producción, dejan de serlo debido a los elevados costes medioambientales en los que incurren. Algunos de los distintos trabajos que buscan cuantificar el impacto económico a medio y largo plazo de los daños de emisiones pueden agruparse dentro del marco conceptual del ya señalado en el capítulo 2, *coste social del carbono* -Tol (2005; 2008; 2011), Nordhaus (2011), Stern (2008), Watkiss y Downing (2008), o Greenstone *et al.* (2008), entre otros-. Los daños que provocan las emisiones suelen referirse a los impactos negativos que provocan sobre la salud (incremento de enfermedades crónicas o de muertes, disminución de las expectativas de vida) y sobre los ecosistemas a nivel medioambiental.

El nacimiento del mercado de derechos de emisión de la UE-27 vinculado con el RCDE-UE ha permitido internalizar el coste de emisión del CO₂ dentro de la estructura de costes de producción, y así aparece recogido en numerosos trabajos: Doherty (2005), Doherty *et al.* (2006, 2008), Jansen *et al.* (2006), White (2007), Awerbuch y Yang (2007), Awerbuch *et al.* (2008), Rodoulis (2010), Bhattacharya y Kojima (2010), Westner y Madlener (2010), Roques *et al.* (2008), Zhu y Fan (2010) o Arnesano *et al.* (2012).

Los datos del coste de emisión se estiman a partir de diversas fuentes: mercado europeo de certificados RCDE-UE (Awerbuch y Yang, 2007; Arnesano *et al.*, 2012), la IEA (Rodoulis, 2010), datos de proyectos estatales (Zhu y Fan, 2010; Bhattacharya y Kojima, 2010) o la simulación (Westner y Madlener, 2010). Otros autores, sin embargo, como Jansen *et al.* (2006)¹⁹⁷, Delarue *et al.* (2011), Gökgöz y Atmaca (2012), Huang y Wu (2008) o Allan *et al.* (2011) optan por no considerarlo.

4.4. Principales resultados y aportaciones

En la siguiente Tabla 11 se recogen los diferentes trabajos sobre la aplicación de la teoría de carteras a la generación de electricidad. En ella se presentan los trabajos por autor, función objetivo, tipo de restricciones consideradas, horizonte objeto de estudio, territorio analizado, origen de los datos, tecnologías analizadas y los principales resultados y aportaciones de los mismos. Se sigue un orden cronológico, basado en el año de publicación de los estudios.

¹⁹⁷ No incluyen el coste de emisión de CO₂ (que consideran implícito en los costes de combustible).

Autor	Función objetivo	Restricciones sobre	Horizonte	Territorio	Origen de los datos - Tipo de fuente	Origen de los datos - Fuente	Tecnologías analizadas	Principales resultados y aportaciones
Awerbuch y Berger (2003).	Maximización del rendimiento.	Participaciones límite de las tecnologías.	2000 y 2010.	Unión Europea (UE-15).	Entidades y organismos del ámbito energético.	<i>International Energy Agency.</i>	Carbón, nuclear, gas, petróleo y eólica.	Las carteras europeas no son óptimas. Podrían aproximarse a la eficiencia mediante una mayor participación eólica o renovable.
Jansen <i>et al.</i> (2006).	Minimización del coste.	Participaciones límite de las tecnologías.	2030.	Países Bajos.	Entidades y organismos del ámbito de la energía y expertos y otros estudios.	<i>Energy Research Centre of The Netherlands; Awerbuch y Berger (2003).</i>	Carbón, nuclear, gas, biomasa, eólica y otras renovables.	Establecen dos escenarios: el " <i>Strong Europe</i> ", de máxima cooperación e integración energética en Europa, y el " <i>Global Economy</i> ", de cooperación internacional con ayudas públicas limitadas. Un precio del CO ₂ elevado mejora la posición de las renovables y del gas natural, además de la seguridad de suministro. El regulador debe potenciar la eólica marina. La diversificación provocada por la introducción de tecnologías renovables –eólica y biomasa- permite disminuir hasta un 20% el riesgo y un 4% el coste. Aquellas combinaciones que no incorporan renovables tienen un riesgo mayor –casi un 10%- dependiendo del escenario considerado. Ninguna de las combinaciones objetivo analizadas es eficiente.
Doherty <i>et al.</i> (2006,2008).	Minimización del coste.	Duración de la carga, utilización de la planta y criterios técnicos.	2020.	Irlanda.	Entidades y organismos del ámbito de la energía y metodología de Simulación (estimación de la garantía de potencia).	<i>Commission for Energy Regulation (2004); Comisión Europea; ESB National Grid.</i>	Carbón, gas natural, eólica y biomasa y biogás.	Los ciclos combinados de gas son la alternativa menos costosa en términos de cartera tanto para un coste de emisión bajo como elevado. La consideración de las emisiones de CO ₂ se relaciona con la incorporación de la energía eólica en la cartera (hasta cubrir un 22% de la cartera). Proponen la actuación regulatoria para lograr la diversificación (tasas por emisiones, primas, etc.).
White <i>et al.</i> (2007).	Minimización del coste.	Participaciones límite de las tecnologías.	2020.	California (EE.UU.).	Entidades gubernamentales y expertos y metodología de simulación (estimación de los precios del CO ₂).	<i>Energy Information Administration (EE.UU.); California Energy Commission.</i>	Carbón, nuclear, gas, biomasa, hidráulica, eólica, solar -térmica y fotovoltaica-, biogás y geotérmica.	La cartera 2020 propuesta no es eficiente. Es posible el incremento de renovables del 20% al 45%, sin suponer un incremento del coste de la cartera. La participación máxima de las renovables es del 64%. La política de fomento de renovables en California es calificada como efectiva. Incrementar en exceso la participación de renovables incrementaría el riesgo de la cartera (vinculado con el desequilibrio del sistema).

Autor	Función objetivo	Restricciones sobre	Horizonte	Territorio	Origen de los datos - Tipo de fuente	Origen de los datos - Fuente	Tecnologías analizadas	Principales resultados y aportaciones
Awerbuch y Yang (2007).	Minimización del coste.	Participaciones límite de las tecnologías.	2020.	UE-27.	Entidades gubernamentales, programas de investigación y expertos y metodología de simulación (estimación de los precios del CO ₂).	Comisión Europea; <i>Energy Information Administration</i> (EE.UU.); <i>California Energy Commission</i> ; <i>TECHPOLE</i> (Universidad de Grenoble).	Carbón, nuclear, gas, biomasa, hidráulica, eólica <i>on-shore</i> y <i>off-shore</i> , solar fotovoltaica y geotérmica.	Incrementar la participación de las tecnologías no emisoras (nuclear o eólica) en la cartera 2020 con riesgo conduce a una reducción del riesgo global de los costes totales y de la emisión de CO ₂ . Un aumento del precio de emisión de CO ₂ supondría un incremento de los costes de generación de las tecnologías que emplean combustibles fósiles y del riesgo de las mismas.
Kienzle <i>et al.</i> (2007).	Minimización del riesgo.	Participaciones límite de las tecnologías.	2007.	Empresa BKW (Suiza).	Entidades y organismos del ámbito de la energía y datos de la empresa analizada.	<i>International Energy Agency</i> ; Datos de empresa <i>BKW</i> .	Nuclear, hidráulica (corriente de río), hidráulica de bombeo, gas y carbón.	Presentan además un análisis sobre el cálculo de la capacidad instalada necesaria futura a construir por tecnología para cubrir la demanda proyectada en 2035. La construcción de pequeñas nuevas plantas de gas y carbón son las mejores opciones.
Awerbuch <i>et al.</i> (2008).	Minimización del coste.	Participaciones límite de las tecnologías.	2010.	Escocia.	Datos de territorio analizado y empresas.	<i>Airtricity</i> .	Nuclear, carbón, gas natural, hidráulica (existente y nueva), eólica <i>on-shore</i> (existente y nueva) y <i>off-shore</i> .	Se estudia la participación de los dos tipos de energías eólicas suponiendo tres escenarios distintos: caso base, de desarrollo acelerado de la eólica <i>off-shore</i> (participación del 10%), y de precios del gas natural elevados. El incremento de la participación eólica en el mix reduciría los costes totales de generación y el riesgo (debido a la correlación entre los precios de gas y carbón). Si los precios del gas son elevados, una participación del 5% de la eólica <i>off-shore</i> reduciría el riesgo sin incrementar el coste total. Existe un infradesarrollo de la eólica con una participación inferior al 31% de <i>on-shore</i> y al 5-10% de <i>off-shore</i> , lo que conduce a la asunción de un mayor coste y riesgo de la cartera que el deseable.

Autor	Función objetivo	Restricciones sobre	Horizonte	Territorio	Origen de los datos - Tipo de fuente	Origen de los datos - Fuente	Tecnologías analizadas	Principales resultados y aportaciones
Krey y Zweifel (2008).	Minimización del coste.	Sobre el nivel de riesgo.	2003.	EE.UU. y Suiza.	Entidades gubernamentales y expertos.	<i>Energy Information Administration</i> (EE.UU.).	EE.UU.: carbón, nuclear, gas, petróleo y eólica. SUIZA: nuclear, hidráulica (corriente de río), hidráulica de bombeo y solar fotovoltaica.	Se estudian los errores de estimación de las varianzas-covarianzas a través del grado de correlación entre los errores de las regresiones del rendimiento esperado. En el caso estadounidense el mercado recoge casi la totalidad de la explicación de las correlaciones - coeficientes de correlación de los errores entre tecnologías bajas-. Para maximizar el rendimiento esperado se debe incrementar la nuclear y la solar (Suiza) o el carbón y la eólica (EE.UU.). Para minimizar el riesgo se debe incrementar la nuclear y la hidráulica (Suiza) o el carbón, el petróleo, la nuclear y la eólica (EE.UU.). Incorporar mayor cuota de renovables (eólica en EE.UU. y solar e hidráulica en Suiza) reduce el riesgo e incrementa el rendimiento. Hay una insuficiente diversificación de las carteras. La cartera Suiza sería la que más se aproximaría a la eficiencia.
Huang y Wu (2008).	Minimización del coste ponderado por el riesgo.	Capacidad instalada y producción en relación con la demanda.	2006 y 2025.	Taiwán.	Datos de conjunto de empresas analizadas y metodología de Simulación (estimación del coeficiente de aversión).	<i>Taiwan Power Company.</i>	Carbón, petróleo, gas natural, nuclear, hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, biomasa y geotérmica.	Los autores emplean una curva de carga para establecer diferentes paquetes de demanda, estudiando el impacto de diferentes niveles de riesgo en la cartera. La incorporación de renovables tiene un doble efecto positivo, mejora la densidad energética por unidad de capacidad y la eficiencia de conversión - electricidad generada aportada al sistema y la energía consumida para generarla-. La cartera de generación con mayor aversión al riesgo presenta los mayores costes. A mayor grado de aversión, mayor efecto positivo de la introducción de renovables (hasta un límite del 15%) y disminución de los costes de generación. En Taiwán la nuclear es la mejor alternativa para reducir el riesgo de la cartera, debido a la limitación del desarrollo de las renovables.

Autor	Función objetivo	Restricciones sobre	Horizonte	Territorio	Origen de los datos - Tipo de fuente	Origen de los datos - Fuente	Tecnologías analizadas	Principales resultados y aportaciones
Roques <i>et al.</i> (2008).	Maximización de la función de utilidad.	Inexistentes.	N/D.	Reino Unido.	Entidades y organismos del ámbito de la energía y metodología de simulación (estimación de la media y desviación típica del VAN por tecnología, grados de correlación entre los precios de CO ₂ , electricidad y combustibles).	<i>International Energy Agency.</i>	Plantas de carga base: nuclear, carbón y gas natural. Contexto de mercados liberalizados.	Para un grado de aversión intermedio y un nivel de correlación mayor del 70% entre el precio de la electricidad y el del gas natural, las carteras óptimas están compuestas al 100% por plantas de gas natural. En caso de reducirse la correlación, ganan peso tecnologías de carbón y nuclear. La cartera 2008 está compuesta principalmente por gas. Proponen como medidas gubernamentales a adoptar para reducir el riesgo del inversor el establecimiento de tarifas o primas, de garantías crediticias para la inversión y de mecanismos de reducción del coste de capital para las inversiones. La diversificación de la cartera permitiría reducir la exposición a los riesgos de precios de la electricidad, combustibles y carbono.
Muñoz <i>et al.</i> (2009).	Maximización del Índice de Sharpe.	Inexistentes.	2005 y 2010.	España.	Mercado-operadores y metodología de simulación (estimación de la media y desviación típica de la cartera compuesta por renovables para calcular el TIR).	Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMEL).	Renovables: eólica, solar fotovoltaica, mini-hidráulica y termoeléctrica.	Parten de los datos de la tasa interna de rentabilidad promedio de la cartera, calculada a partir de los flujos de caja libres para cada una de las tecnologías renovables consideradas. Un incremento en la financiación ajena conduce a un mayor rendimiento (y riesgo) de la cartera. En escenarios de elevado rendimiento-riesgo, destacan en la cartera la participación de la energía eólica y mini-hidráulica. En escenarios conservadores (precios y riesgo reducidos), entran las tecnologías solar fotovoltaica y termoeléctrica.
Rodoulis (2010).	Maximización del rendimiento.	Participaciones límite de las tecnologías.	2010.	Chipre.	Entidades y organismos del ámbito de la energía y otros estudios.	<i>International Energy Agency;</i> Awerbuch y Berger (2003); Awerbuch y Yang (2007).	Petróleo, carbón, gas natural y eólica.	Estudia los efectos de la diversificación de esta cartera (100% petróleo). La cartera de mínimo riesgo (40% petróleo y 60% gas natural) es más segura y más limpia que la actual. Incorporar eólica reduce el riesgo esperado. Sustituir completamente el gas natural por carbón implicaría un mayor rendimiento y un menor riesgo.

Autor	Función objetivo	Restricciones sobre	Horizonte	Territorio	Origen de los datos - Tipo de fuente	Origen de los datos - Fuente	Tecnologías analizadas	Principales resultados y aportaciones
Roques <i>et al.</i> (2010).	Minimización del riesgo (variabilidad de la producción).	Potencial eólico estatal y de transmisión a la red.	2020.	Austria, Dinamarca, Francia, Alemania y España.	Mercado-operadores.	<i>OeMAG; REE; ERDF; TSO Energinet; TSO ENBW; TSO RWE; TSO EON; TSO Vattenfall.</i>	Eólica.	<p>Establecen dos funciones objetivo: de minimización de la variabilidad de la producción eólica y de maximización de la contribución de esta energía a la fiabilidad del sistema mediante la minimización de la variabilidad de la producción eólica durante las horas “pico” de demanda.</p> <p>La cartera actual eólica no es óptima. La cartera 2020 se aproxima a la eficiencia gracias a la combinación de Estados propuesta. La cartera es más eficiente (fiabilidad del sistema) si se maximizan sólo aquellas horas límite de demanda, en vez de buscar una producción eólica total más eficiente. Es necesaria una actuación europea coordinada en políticas y sistemas de incentivos. Los parques eólicos deben situarse en las mejores localizaciones geográficas indicadas a nivel europeo.</p>
Westner y Madlener (2010).	Maximización del rendimiento.	Riesgo.	2010 y 2020.	Alemania, Italia, Reino Unido y Francia.	Mercado-operadores y metodología de simulación (estimación de la distribución del VAN de distintas tecnologías CHP y de valores de la media y desviación típica del rendimiento esperado).	<i>European Energy Exchange (EEX).</i>	Ciclo combinado y motor-CHP (<i>combined heat and power</i>).	<p>El VAN obtenido para ciclo combinado es mayor que el de motor-CHP. El orden de mayor a menor VAN por Estados sería: Alemania, Italia, Reino Unido y Francia. Las modificaciones en el precio de la electricidad provocan los mayores impactos. La variación de los precios del gas natural, de los certificados de CO₂, y de los sistemas de promoción presentan impactos menores. Los rendimientos de las inversiones dependen del Estado donde se localiza la planta, del sistema de apoyo empleado y de la tecnología seleccionada. El impacto que tienen los sistemas de apoyo sobre el atractivo de las tecnologías de ciclo combinado son menores que los provocados por cambios en los precios de las materias primas en los mercados respectivos. Pese a ello los sistemas de promoción incrementan la rentabilidad de las tecnologías. La inversión en nuevas plantas de ciclo combinado la convierten en rentable.</p>

Autor	Función objetivo	Restricciones sobre	Horizonte	Territorio	Origen de los datos - Tipo de fuente	Origen de los datos - Fuente	Tecnologías analizadas	Principales resultados y aportaciones
Marrero y Ramos (2010).	Minimización del coste/riesgo.	Establecen diferentes escenarios de riesgo.	2006.	Islas Canarias (España).	Metodología de simulación (estimación de costes de generación de las tecnologías).	N/D.	Petróleo, gas natural y eólica.	La cartera de mínimo riesgo muestra una participación menor del petróleo, mayor del gas natural (fuente principal) y la introducción de la energía eólica en la cartera hasta el límite técnico posible. Las carteras analizadas son ineficientes. Se debería incrementar la participación de la tecnología eólica –autóctona- y del gas natural. Con ello se reducirían costes, riesgos, dependencia y emisiones.
Zhu y Fan (2010).	Minimización del riesgo.	Participaciones límite de las tecnologías.	2005 y 2020.	China.	Entidades gubernamentales, proyectos individuales y metodología de simulación (estimación de precios del CO ₂). Datos contables de empresas chinas.	<i>Energy Information Administration</i> (EE.UU.).	Carbón, gas, nuclear y renovable (eólica).	Estudian varios escenarios generados a partir de la incorporación sucesiva de: eólica, de impuesto sobre el carbono, de subsidios a renovables y de restricción a la participación nuclear. Las tecnologías más arriesgadas son la del gas natural y la del carbón por elevada variabilidad del precio de combustible. La tecnología nuclear presenta un riesgo mínimo, las renovables, nulo. La tecnología de carbón presenta el menor coste y la nuclear el menor riesgo. Ante unos precios elevados de CO ₂ , la energía nuclear presenta los menores costes, seguida por la eólica. Reducir el riesgo es posible incrementando la participación nuclear o eólica, y reduciendo la del gas natural y carbón. La tecnología peor parada es el gas natural, con unos costes mayores que los de la nuclear, y un riesgo mayor que el del carbón.

Autor	Función objetivo	Restricciones sobre	Horizonte	Territorio	Origen de los datos - Tipo de fuente	Origen de los datos - Fuente	Tecnologías analizadas	Principales resultados y aportaciones
Delarue <i>et al.</i> (2011).	Minimización del riesgo.	Factores de desnivel de la carga (producción).	N/D.	N/D.	Entidades y organismos del ámbito de la energía, mercado-operadores y otros estudios.	<i>International Energy Agency; KNMI</i> (operador holandés); <i>Belgian Transmission System Operator; Awerbuch y Berger (2003); White et al. (2007).</i>	Nuclear, carbón, ciclo combinado de gas natural, petróleo, eólica.	Emplean la simulación para generar tres escenarios: de referencia, con factor de capacidad eólico elevado y con riesgo reducido de precios del gas y petróleo. Escenario de referencia: la cartera de mínimo coste formada por nuclear, carbón y gas. Escenario de disponibilidad eólica: aumenta la participación de renovables y disminuye la de las no renovables. Escenario de riesgo reducido: la cartera de mínimo coste es similar a la del escenario de referencia. Introducir-incrementar la participación de tecnología eólica permite una reducción mayor del riesgo de la cartera que la recogida en la literatura siempre que vaya acompañado de las necesidades técnicas adecuadas.
Allan <i>et al.</i> (2011).	Minimización del coste.	Participaciones límite de las tecnologías.	2020.	Escocia.	Otros estudios.	Awerbuch y Yang (2007).	Carbón y gas natural (con/sin captura y almacenamiento de carbono), nuclear, eólica (<i>on-shore</i> y <i>off-shore</i>), hidráulica, marina, biomasa y de residuos sólidos urbanos.	Analizan la sensibilidad de la participación nuclear y renovable. Parten de un caso central al que incorporan límites superiores e inferiores de participación por tecnología dando lugar a cuatro escenarios. Sería posible obtener carteras con menor riesgo sin incrementar los costes totales de la cartera mediante el incremento de la participación de renovables. Ninguna tecnología presenta una participación dominante. En el caso de las renovables, las marinas alcanzan el límite de participación en todas las carteras de mínimo riesgo (sin incrementarse el coste de la cartera) y en aquellas con menor límite de participación de la energía eólica <i>on-shore</i> .

Autor	Función objetivo	Restricciones sobre	Horizonte	Territorio	Origen de los datos - Tipo de fuente	Origen de los datos - Fuente	Tecnologías analizadas	Principales resultados y aportaciones
Rombauts <i>et al.</i> (2011).	Maximización del rendimiento en términos de producción y minimización del riesgo.	Sobre las capacidades de transmisión.	N/D.	N/D.	Mercado-operadores y metodología de simulación (estimación de los datos horarios de producción eólica para distintas localizaciones).	<i>KNMI</i> (operador holandés).	Eólica.	Proponen tres modelos de capacidad de transmisión eólica inter-Estados: ilimitada, nula y limitada. Cada modelo es aplicado a tres Estados tipo. El incremento de la capacidad de transmisión inter-estatal desplaza hacia la izquierda la frontera eficiente lo que repercute en un menor riesgo global, aumentando el efecto diversificación de la cartera. Sin embargo la capacidad óptima de transmisión a mantener dependerá del equilibrio rendimiento-riesgo y coste-beneficio que esta capacidad reporte.
De Jonghe <i>et al.</i> (2011).	Maximización del rendimiento.	Factores de desnivel de la carga y reducción de la producción eólica.	N/D.	N/D.	Mercado-operadores y metodología de simulación.	<i>TSO Energinet.</i>	Carga base, carga media, pico de carga, pico elevado de carga.	Lograr una mayor flexibilidad en la capacidad de interconexión y de almacenamiento de energía favorece la adecuación de la capacidad instalada a través de la reducción de la capacidad total instalada óptima necesaria. La introducción de la producción de electricidad vía eólica necesita de un elevado grado de flexibilidad. Las plantas de carga base deben de ser paulatinamente sustituidas por plantas de carga media, con menor impacto del factor de arranque.

Autor	Función objetivo	Restricciones sobre	Horizonte	Territorio	Origen de los datos - Tipo de fuente	Origen de los datos - Fuente	Tecnologías analizadas	Principales resultados y aportaciones
Bhattacharya y Kojima (2012).	Minimización del riesgo.	Participaciones límite de las tecnologías.	N/D.	Japón.	Otros estudios y metodología de simulación (estimación de las distribuciones de costes de generación, precios de combustible, costes de capital de las energías renovables y precio de emisión de CO ₂).	Awerbuch y Yang (2007).	Petróleo, gas natural licuado, carbón, hidráulica, nuclear, solar fotovoltaica, eólica, biomasa, mini hidráulica y residuos sólidos urbanos.	Incluir renovables en la cartera reduciría los riesgos de inversión en el sector eléctrico. Un incremento del 10% en los precios de los combustibles fósiles elevaría el riesgo de la inversión, pero no la participación de renovables. Una subida de precios temporal (corto plazo) no llega a influir en decisiones de inversión en renovables largo plazo). Incrementar la participación renovable del 1,37% al 9% permite aproximarse a la cartera de menor riesgo, con un incremento leve del coste. Propuesta: las políticas se deben ocupar de controlar la variabilidad de los precios de los combustibles, que condicionan el riesgo de la cartera. La energía solar presenta los mayores costes y menor riesgo, y la de residuos el mayor riesgo. La mano de obra y la escasez de otros recursos (espacio) elevan los costes de la cartera de generación.
Arnesano et al. (2012).	Maximización del rendimiento (inverso del coste).	Riesgo.	2009, 2020 y 2030.	Italia.	Entidades y organismos del ámbito de la energía, entidades gubernamentales y otros estudios.	<i>Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano</i> ; Comisión Europea; Awerbuch y Yang (2007).	Gas natural, carbón, hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, biomasa y nuclear.	Las tecnologías renovables (eólica y solar) tienen riesgo: la disponibilidad real de estas energías establecida a través del factor de capacidad. Mayor inversión en renovables conduciría a una mayor reducción en costes de la cartera. El nivel de riesgo se mantendría. La cartera no variaría si el coste del CO ₂ se situara por debajo de los 35€. Incluir la tecnología nuclear (hasta un 36%) provocaría una reducción de un 66% de la capacidad instalada vinculada con combustibles fósiles
Gökgöz y Atmaca (2012).	Maximización de la función de utilidad.	Inversiones en capacidad en mercados spot.	2006 y 2011.	Turquía.	Mercado turco.	<i>Turkey Electricity Market</i> .	Hidráulica, carbón-lignito y ciclo combinado de gas natural.	Proponen tres modelos de optimización media-varianza: sin restricciones, con restricciones sobre las horas de venta y con existencia de un activo libre de riesgo (contratos bilaterales con precio y período garantizados). Para los tres tipos de tecnologías se consigue una producción óptima y más rentable en la hora 12 del día, en la que la hidráulica no participa.

Tabla 11.- Principales conclusiones por estudio, horizonte, tecnología y territorio analizado. Fuente: Elaboración propia.

4.5. Resumen y conclusiones

La aplicación de la teoría de carteras a la planificación energética ha tenido amplia aceptación, siendo numerosos los estudios que así lo confirman. Desde el primer estudio realizado por Bar-Lev y Katz en 1976, destaca Awerbuch como uno de los autores más citados en los estudios posteriores.

La revisión de la literatura muestra que no hay un enfoque único en relación con la definición del tipo de frontera eficiente. Se pueden encontrar estudios basados en criterios económicos y en criterios de producción de electricidad.

Los trabajos que se fundamentan en la aplicación de criterios económicos presentan tanto fronteras de ganancia-riesgo como de coste-riesgo. La definición de ganancia se refiere tanto al rendimiento como inverso del coste de generación (kWh/cent\$), al VAN o TIR por tecnología de generación, o al tipo de rendimiento obtenido a partir de precios y costes de electricidad. El riesgo se expresa a través de la variabilidad de los rendimientos/costes para el conjunto de las tecnologías. Los modelos basados en criterios de producción son definidos en función del valor esperado de la producción media y del de la variabilidad de la producción eléctrica (de energía eólica) entre horas.

Atendiendo a las funciones objetivo, los estudios recogen diversas propuestas: de maximización del rendimiento, de minimización del riesgo, de minimización del coste, de minimización del coste ponderado por el riesgo, de maximización de la utilidad, o de maximización del *índice de Sharpe*.

La definición de los modelos se complementa con múltiples tipos de restricciones. Éstas se refieren, entre otras, a la capacidad instalada de ciertas tecnologías, a factores de desnivel de la carga en la producción de ciertas tecnologías, a la capacidad de producción, a la capacidad de la línea de transporte, a la participación de ciertas tecnologías o a la capacidad de inversión en el mercado *spot*.

El análisis de sensibilidad también se lleva a cabo en varios de los trabajos revisados. Se busca observar el impacto sobre la cartera objetivo de la modificación de ciertos inputs: limitación de la participación de alguna tecnología, variación del precio de algún combustible, o del precio de emisión de CO₂, etc. Entre otros: Bhattacharya y Kojima (2012) concluyen de forma contraria a la esperada que un incremento del coste de los combustibles fósiles en un 10% no supone una mayor participación de las tecnologías renovables, o Awerbuch y Yang (2007) señalan que un incremento en el riesgo de los costes de inversión de la tecnología nuclear tendría un impacto reducido sobre las combinaciones coste-riesgo propuestas en su estudio.

La mayoría de las propuestas incluyen diversos escenarios o carteras definidas con horizontes a diez o veinte años. Los territorios objeto del análisis incluyen países, conjunto de Estados y casos simulados de territorios.

Los trabajos son favorables, en general, a la inclusión de tecnologías renovables hasta donde permita fundamentalmente su geografía y la capacidad del sistema eléctrico del territorio analizado a la hora de integrar la electricidad generada por tecnologías renovables. Su implantación en una localización estaría condicionada además por las normativas locales que pueden delimitar su establecimiento –medioambientales, económicas, etc.-.

La introducción de tecnologías renovables en la cartera favorece la aproximación a la eficiencia. Con ello se logra la reducción del riesgo económico, del riesgo de ruptura de suministro -por mayor diversificación- así como del riesgo medioambiental -se reducen las emisiones de GEI de la cartera-. En la mayoría de los casos provoca la reducción de los costes de la cartera -debido a la correlación existente entre los precios del gas natural y del carbón-. Permite además la mejora de la densidad energética por unidad de capacidad y la eficiencia de conversión.

El tratamiento del riesgo de las tecnologías renovables es diverso. Las opciones pasan por considerarlas tecnologías con riesgo nulo o con riesgo. En los trabajos en que se las considera carentes de riesgo por no emplear combustible alguno, la incorrelación entre los costes de los combustibles y los de las renovables es también nula, lo que repercute positivamente en el riesgo y en el grado de diversificación potencial de la cartera. Para este segundo caso los autores equiparan la disponibilidad real de corrientes eólicas o de radiación solar –a través del factor de capacidad- con la variabilidad del precio de combustible para las fuentes renovables. En este sentido la no utilización de combustible fósil permite a las tecnologías renovables blindarse en términos de riesgo frente a la volatilidad que caracteriza los precios del petróleo - y sus derivados- y del gas natural.

Apostar por incorporar renovables (fundamentalmente energía eólica) en la cartera implica dotar de una mayor flexibilidad al sistema. Las plantas de generación deben de ir hacia aquellas con menor impacto del factor de arranque. Se apuesta por una mayor flexibilidad en la capacidad de interconexión entre Estados y de almacenamiento para aumentar la participación de tecnologías renovables en la cartera. Se advierte que una participación excesiva de este tipo de tecnologías podría incrementar el riesgo de la cartera a través de la inestabilidad o desequilibrio del sistema

La localización de las plantas de tecnologías renovables es relevante para lograr una mayor eficiencia. Se recomienda la actuación coordinada a nivel europeo en políticas e incentivos para la localización de las plantas en aquellos emplazamientos susceptibles de un mejor

aprovechamiento energético. De hecho, la cartera europea debería incluir aquellas localizaciones entre las que se pueda establecer cierta correlación negativa en producción de energía renovable –sobre todo en eólica o solar-.

En escenarios de precios elevados de combustibles fósiles o de la emisión de CO₂, la entrada o incremento de participación renovable, con elevados costes individuales por tecnología, no conduce necesariamente al incremento del coste final de la misma. En estos escenarios la energía nuclear tiende a ser considerada como la tecnología de menor coste, y por tanto, la alternativa a las energías renovables para reducir las emisiones.

Introducir un mayor número de tecnologías, sobre todo de tipo renovable, mejora la diversificación de la cartera y permite, por ello, reducir la exposición de la cartera a los riesgos de precios de la electricidad, combustibles y de emisión de CO₂. El coste puede verse así mismo reducido. Se propone la actuación regulatoria para lograr mayores niveles de diversificación (tasas por emisiones, primas, etc.).

Las tecnologías con mayores riesgos son las que se basan en el empleo de combustibles fósiles, cuyos precios (gas natural y petróleo y derivados) están sujetos a una elevada variabilidad. El carbón y el gas natural son las que presentan menores costes por ser las más generalizadas –si no se incluyen los costes de emisión-.

Además de los costes de intermitencia la literatura recoge algunos estudios en los que se incluyen los costes globales de externalidad. La forma de producir electricidad tiene impactos negativos sobre la salud humana y sobre el medio ambiente (emisiones de gases contaminantes, radioactividad, riesgo de accidente tecnológico...). En la medida en que en el estudio se consideren la totalidad de los costes (incluidas las externalidades), se logra una asignación realista de los recursos. Con ello el análisis incluiría la dimensión medioambiental y mejoraría el tratamiento de la dimensión social de la cartera, por cuanto las externalidades afectan a la salud y a las condiciones de vida de las personas.

5. LA EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA TECNOLÓGICA Y MEDIOAMBIENTAL DEL MIX EUROPEO MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LA TEORÍA DE CARTERAS¹⁹⁸

5.1. Introducción

La solución del problema energético de un territorio pasa por conciliar seguridad de suministro, sostenibilidad y competitividad. El acceso a fuentes energéticas y su posterior utilización para la generación de electricidad deben estar caracterizados por la seguridad, unos costes reducidos y la fiabilidad del sistema. Todo ello permitiría a medio-largo plazo mantener la competitividad y asegurar la sostenibilidad de un proceso clave en el desarrollo económico y social del territorio en cuestión.

En este contexto el diseño de la cartera de tecnologías empleadas para producir electricidad cobra especial trascendencia. Este planteamiento de cartera de tecnologías puede proponerse tanto desde el punto de vista de electricidad producida como desde la perspectiva de capacidad instalada por tecnología. En todo caso es posible pasar de una a otra a través de los factores de capacidad. Esta tesis se centra en el diseño de la cartera de producción de electricidad a partir de diferentes tecnologías.

Además de costes de producción, la cartera tiene impactos sociales y medioambientales que deben ser considerados. Los factores que condicionan su diseño son diversos. Las características del sector y del output generado¹⁹⁹ se unen a un tipo de mercado de tendencia oligopolista y condicionado por políticas regulatorias. A ello se le añade un elevado nivel de incertidumbre (tecnológica, económica, regulatoria y/o medioambiental) que complica aún más la toma de decisiones.

La planificación energética, entendida como un problema de selección de inversiones (Awerbuch, 2004), facilita el diseño de la cartera dentro de una perspectiva de largo plazo. Se presenta además como una metodología contrastada. Como se comentó anteriormente la aplicación de la teoría de carteras (Markowitz, 1952) permite evaluar el conjunto de tecnologías disponibles desde la perspectiva coste-riesgo. Se abandona el planteamiento limitado del mínimo coste individual de las tecnologías y se trabaja con el concepto de coste de

¹⁹⁸ Parte de lo que aparece en los capítulos 5 y 6 ya ha sido publicado en revistas académicas. En *Energy* (DeLlano *et al.*, 2014) se presenta el planteamiento y resultados de los modelos Markowitz Puro y Tecnológico. En *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (DeLlano-Paz *et al.*, 2015) se revisa el marco de la política europea de promoción de energías renovables en relación con la eficiencia de los límites de participación de estas tecnologías en 2020 y 2030 bajo el prisma del modelo Medioambiental. Así mismo está en proceso de revisión en *Renewable Energy* el modelo Medioambiental aplicado a la cartera europea de tecnologías en 2030.

¹⁹⁹ Entre otras: no almacenabilidad, necesidad de un sistema-red de transporte y distribución o inversiones intensivas en capital, entre otras.

cartera, que tiene en cuenta al conjunto de tecnologías disponibles. El análisis se enriquece con la inclusión del riesgo. Se incorporan así no sólo la variabilidad individual de los elementos sino también las distintas relaciones entre ellos (correlaciones). La búsqueda de la eficiencia de la cartera se ve favorecida por el efecto diversificación potencial de la cartera. Este es el caso de las renovables. Debido a la incorrelación entre los costes de combustible de las plantas que emplean los de tipo fósil y los de las plantas renovables (excepto la biomasa), incorporarlas en la cartera tiene un efecto positivo sobre el riesgo de la misma.

En este capítulo se presenta un planteamiento de optimización de carteras, basado en el binomio coste-riesgo de la cartera, con restricciones sobre la participación de las diferentes tecnologías y sobre el grado de cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones de gases contaminantes. Mediante el modelo propuesto se pretende diseñar carteras eficientes de generación de electricidad que impliquen la asunción de un coste y riesgo reducidos y aceptables para la sociedad –bajo el prisma de la seguridad energética- y el respeto medioambiental.

Es de señalar la escasa incorporación de variables de tipo medioambiental en los modelos analizados en el capítulo 4 anterior. Tan sólo en algunos trabajos se tienen en cuenta los costes de emisión de CO₂ o singularmente el coste global de externalidad (Arnesano *et al.*, 2012; Krey y Zweifel, 2008). Por ello en esta tesis se propone incluir aquellos costes asumidos tradicionalmente por la sociedad y el medio ambiente (externalidades) derivados de la generación de electricidad. Se trata de costes relacionados con daños potenciales sobre los ecosistemas y la sociedad, que reducen el bienestar social y tienen un impacto negativo sobre la salud humana (Bennink *et al.*, 2010). La minusvaloración de los costes totales derivada de la no inclusión de las externalidades conduciría a la existencia de un posible “fallo de mercado” (Eyre, 1997). El mercado no estaría asignando de modo eficiente y óptimo los recursos. Por ello, a través de la internalización de la totalidad de los costes de producción se estaría posibilitando una asignación de los recursos más coherente. El diseño eficiente de la cartera lo sería tanto desde un punto de vista medioambiental como económico.

La aplicación del modelo propuesto en esta tesis pretende analizar la eficiencia de las carteras propuestas por la IEA (2012) para el año 2010 y los horizontes 2020 y 2030 para la UE-27. El estudio de la eficiencia coste-riesgo se articula a través del cálculo de las distancias existentes entre las carteras de la IEA.UE-27 y las eficientes generadas por el modelo: de mínimo riesgo absoluto, de mínimo coste absoluto, de igual coste-menor riesgo, de igual riesgo-menor coste y la eficiente-radial (aquella que se encontraría situada en la cartera eficiente entre la cartera IEA.UE-27 y el origen). Para comparar las distancias de las carteras IEA.UE-27 con las carteras que forman la frontera eficiente se emplea la diferencia entre dos puntos.

Se definen tres modelos basados en la teoría de carteras, cada uno con diferentes tipos de restricciones. El modelo de partida, denominado Markowitz Puro, es el más sencillo ya que presenta las restricciones básicas del modelo de Markowitz. El siguiente modelo, el Tecnológico, incorporaría las restricciones propias del modelo anterior de Markowitz Puro y aquellas relativas a la participación máxima de las tecnologías por horizonte. El tercer planteamiento, el Medioambiental, añade al modelo Tecnológico restricciones sobre los factores de emisión de la cartera referente a gases y partículas de efectos dañinos sobre el medio ambiente y la salud humana (en adelante, GPEDMASH). Se contemplan tres escenarios de reducción de emisiones: mínima, media y máxima.

El presente capítulo se articula del siguiente modo. En el punto 5.2 se propone el modelo base de carteras que se va a emplear y las tecnologías. A continuación en el punto 5.3 se define el coste de generación de electricidad por tecnología y para la cartera, y en el apartado 5.4 el riesgo estimado por tecnología y de la cartera. En el punto 5.5 se presenta la expresión matemática del modelo y en el 5.6 se explican los detalles relativos al análisis empírico, esto es, los criterios adoptados para el cálculo de los costes y riesgos de las tecnologías, la definición de las carteras IEA analizadas, el procedimiento para el análisis de eficiencia y la propuesta relativa al nivel de cumplimiento conjunto de los objetivos de reducción. Finalmente en el punto 5.7 se presentan las conclusiones del capítulo. Será en el siguiente Capítulo 6 donde se expondrán los resultados obtenidos.

5.2. Definición del modelo

El modelo tiene una estructura de optimización con restricciones. Se trata de un planteamiento de teoría de carteras con función objetivo de minimización de riesgo, sujeto a un coste establecido a priori. Se fundamenta en los costes de generación de las tecnologías y en los riesgos asociados a éstos (medidos por las desviaciones típicas y correlaciones entre los distintos componentes del coste).

5.2.1. Definición de las tecnologías

El mapa de tecnologías empleadas para la producción de electricidad en la UE-27 es amplio, diverso y dependiente de cada Estado. El conjunto (T) de tecnologías (t) consideradas suman un total de 12, incluyendo las más empleadas²⁰⁰. Éstas son: carbón²⁰¹, carbón con CAC, ciclo combinado de gas natural²⁰², ciclo combinado de gas natural con CAC, petróleo, nuclear, gran hidráulica, mini hidráulica, eólica *on-shore*, eólica *off-shore*, solar fotovoltaica y biomasa. La

²⁰⁰ Se desechó contar con otras tecnologías renovables (geotérmica, mareomotriz, undimotriz...) por la reducida contribución de estas tecnologías a la producción actual.

²⁰¹ En inglés, *Super Critical Pulverized Coal Technology (SCPC)*.

²⁰² Tecnología referida a la turbina de gas de ciclo combinado, de amplio desarrollo en la UE-27.

definición de cada tecnología se establece en función de la denominación del tipo de combustible empleado, de carácter permanente, no así la denominación ingenieril, que puede variar.

5.3. Coste de generación de electricidad

5.3.1. Coste de generación de electricidad por tecnología

Los costes de producción de electricidad por tecnología vienen expresados en forma de costes fijos (dependientes de la capacidad instalada, MW) y de costes variables (dependientes de la producción, MWh). Siguiendo la propuesta de Jansen²⁰³ *et al.* (2006), en el modelo se optará por trabajar con costes expresados en función de la producción (€/MWh). De esta forma se logra homogeneizar con los costes variables, para posteriormente agregarlos todos. La transformación de los costes fijos en variables se realiza ponderando éstos por el factor de horas de operación anuales por término medio:

$$C_{F,t}(\text{€/MW}) \times \frac{1}{HOAPTM_t} = C_v(\text{€/MWh}) \quad (\text{Ex. 5.1})$$

Siendo $C_{F,t}(\text{€/MW})$ el coste fijo (de inversión o de O&M) de la tecnología t y $HOAPTM_t$ las horas de operación anuales por término medio de la tecnología t . Éstas pueden obtenerse a partir del factor de capacidad²⁰⁴ de cada tecnología:

$$HOAPTM_t = 8760 \text{ horas} \times \text{Factor de Capacidad}_t \quad (\text{Ex. 5.2})$$

Con $t \in T = \{\text{carbón, carbón con CAC, ciclo combinado de gas natural, ciclo combinado de gas natural con CAC, petróleo, nuclear, eólica on-shore, eólica off-shore, solar fotovoltaica, gran hidráulica, mini hidráulica, y biomasa}\}$.

El coste total de generación por tecnología (CTG_t) viene expresado por la suma de los dos grandes conceptos de costes, el de producción (CP_t) y el de externalidades (CE_t):

$$CTG_t \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) = CP_t + CE_t(\text{€/MWh}) \quad (\text{Ex. 5.3})$$

Dentro de éste, el coste de producción (CP_t) por tecnología (t) estaría formado por la suma del de inversión (Inv_t), de O&M ($O\&M_t$), de combustible ($Comb_t$) y el complementario ($Compl_t$):

²⁰³ Señalan como más adecuado la utilización de la medida variable (MWh, GWh o TWh) de producción de electricidad para caracterizar las carteras eficientes, debido a la corrección incorporada al considerar el factor de capacidad o la media de las horas estimadas de producción anual para cada tecnología.

²⁰⁴ Relación entre energía realmente producida en un período de tiempo, y energía máxima capaz de ser producida en función de la capacidad instalada (y trabajando al máximo potencial).

$$CP_t \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) = Inv_t + O\&M_t + Comb_t + Compl_t (\text{€/MWh}) \quad (\text{Ex. 5.4})$$

El coste de inversión (Inv_t) expresa el coste fijo de inversión o de capital anual de la tecnología. Suele estar referido al conjunto del período temporal estimado de vida económica de la planta, diferente para cada tecnología.

Los costes de operación y mantenimiento ($O\&M_t$), anualizados, se dividen en fijos y variables. Dentro de los fijos, que son función de la capacidad instalada (€/MW), se encuentran los de mano de obra (incluido el personal técnico), administración, gastos generales, seguros, impuestos, etc. (Delarue *et al.*, 2010 y Porchia y Bigano, 2008). Entre los variables, que son función de la producción de electricidad generada (€/MWh), se encontrarían los relativos a reparaciones, mantenimiento, personal temporal contratado, consumos de elementos, materiales auxiliares y piezas, además del de gestión de residuos, etc. (Delarue *et al.*, 2010 y Porchia y Bigano, 2008). Jansen *et al.* (2006)²⁰⁵ incorporan además aquellos términos de los contratos de O&M que no cubren toda la vida productiva de la planta y/o su realización depende de que se activen ciertas cláusulas. A pesar de la distinción entre costes de O&M fijos y variables, en este trabajo se presentan los costes de O&M totales expresados en función de la producción (€/MWh) y anualizados, al no disponer de información que permita tal desagregación referente a los datos incorporados al trabajo.

El coste de combustible ($Comb_t$) es función de la electricidad generada (€/MWh) y el coste complementario de producción ($Compl_t$) responde a la especificidad de ciertas tecnologías: desmantelamiento de la planta y de gestión de residuos para la energía nuclear, de intermitencia²⁰⁶ para la energía eólica y solar fotovoltaica, y los costes del transporte y almacenamiento de CO_2 para la tecnología que incorpora CAC.

Los costes de externalidad (CE_t) derivados de la producción de electricidad presentan un elevado daño potencial sobre los ecosistemas y la sociedad. Reducen el bienestar y afectan a la salud (Bennink *et al.*, 2010). Excepto los de emisión de CO_2 , estos costes generalmente no son incluidos en los costes de producción. Como se apuntó anteriormente en la introducción de este capítulo las empresas que los generan no los asumen, por lo que no son repercutidos a los consumidores, sino que son derivados a la sociedad y al medio ambiente (Eyre, 1997). La minusvaloración de los costes conduce a errores en los precios. Por ello el mercado no estaría

²⁰⁵ Advierten de la complicada separación entre costes fijos y variables de O&M.

²⁰⁶ El coste de intermitencia está relacionado con la flexibilidad del sistema y su capacidad para integrar la electricidad generada por renovables, de carácter no gestionable (Porchia y Bigano, 2008 y Bennink *et al.*, 2010). Está compuesto por la agregación de dos tipos de coste: los de integración en el sistema o *balancing-cost* y los de mantenimiento de la fiabilidad o *back-up costs* (Roques *et al.*, 2010). En el planteamiento que se propone se trabajará con los datos agregados de ambos conceptos.

asignando de modo eficiente y óptimo los recursos. En esta tesis se internalizan aquellos costes indirectos relacionados con (Wesselink *et al.*, 2010; IPCC, 2005b):

- El cambio climático y el calentamiento global. De los distintos gases que provocan el cambio climático y el calentamiento global -emisión de metano (CH_4), clorofluorocarbonos (CFCs), óxido nitroso (N_2O), ozono troposférico (O_3), etc.-, el estudio recoge los vinculados con la emisión de dióxido de carbono²⁰⁷ (CO_{2t}), el más dañino (Georgakellos, 2010).
- La acidificación del suelo y el impacto sobre los ecosistemas y la salud humana. Provocado por la emisión de dióxido de azufre (SO_2), óxidos de nitrógeno (NO_x), amoníaco (NH_3) y ácido clorhídrico (HCL). El planteamiento incluye aquellos relacionados con la generación de electricidad por combustión de recursos fósiles, dióxido de azufre (SO_{2t}) y óxidos de nitrógeno (NOx_t).
- El impacto negativo en las condiciones y en la esperanza de vida humana. Con él se vincula la emisión de partículas en suspensión (PM^{208}_t).
- Los accidentes potenciales en plantas tecnológicas de generación ponderados por el nivel de aversión social al riesgo (Acc_t).
- El impacto negativo provocado por la extracción de materias primas, como el cultivo de biomasa ($Cult_t$).
- Los relacionados con pérdidas potenciales de radioactividad en cualquier momento del proceso de generación de electricidad y el impacto potencial que sobre el medio ambiente y la salud humana provoca la radiación nuclear (Rad_t) que pueda suceder dentro del mismo.

La expresión empleada para el cálculo sería:

$$CE_t \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right) = CO_{2t} + SO_{2t} + NOx_t + PM_t + Rad_t + Cult_t + Acc_t \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right) \quad (\text{Ex. 5.5})$$

En el apartado 5.6.1 se puede encontrar una mayor información sobre las fuentes consultadas para establecer los distintos costes de las tecnologías, así como el procedimiento seguido para su cálculo.

5.3.2. Coste esperado de la cartera de generación de electricidad

La teoría de carteras establece el valor esperado del coste de la cartera de generación de electricidad a partir de la suma de los costes esperados totales de las distintas tecnologías de

²⁰⁷ Aunque se trata de un coste ya internalizado gracias al RCDE-UE, en el modelo se incluye en el concepto amplio de externalidades representativo de los costes relacionados con el cambio climático y el calentamiento global.

²⁰⁸ En inglés, *Particulates Matter (PM)*.

generación, ponderado cada uno de ellos por la participación -en porcentaje- de cada tecnología en la cartera.

$$E(C_p) = \sum_t x_t E(CTG_t) \quad (\text{Ex. 5.6})$$

Siendo C_p el coste total de la cartera (€/MWh) y x_t la participación de la tecnología t en la cartera p . Las incógnitas buscadas son las x_t . La suma de la participación de cada una de las 12 tecnologías dará como resultado el total máximo de la cartera (100%). Las tecnologías que incorporan CAC para carbón y gas natural podrán participar tan sólo en el horizonte 2030 del modelo con un límite máximo de participación que se recoge en el apartado 5.5.2.

5.4. Riesgo de generación de electricidad

5.4.1. Riesgo estimado por tecnología

La teoría de carteras asume la variabilidad pasada como guía para el futuro. El riesgo se estima a partir de la desviación típica de los diferentes componentes del coste y las posibles relaciones entre los distintos elementos (correlaciones), es decir, mide la variabilidad del coste total.

En la literatura el cálculo del riesgo parte tanto de la hipótesis de incorrelación²⁰⁹ entre los diferentes tipos de coste de una misma tecnología (Jansen *et al.*, 2006; Allan *et al.*, 2011; Delarue *et al.*, 2011), como de la existencia de correlación únicamente entre los costes de combustible y los de emisión de CO₂ (Awerbuch y Yang, 2007 y Arnesano *et al.*, 2012). En este estudio se opta por asumir esta última propuesta por la posible variación simultánea de los precios de mercado de ambos elementos, combustible y emisión de CO₂.

En el modelo que se propone, y como se comentó anteriormente, el coste total de generación de una tecnología se mide como suma del coste de producción y del de externalidad de esta, los cuales se desglosan en los 11 sumandos de costes parciales:

$$\begin{aligned} CTG_t &= CP_t + CE_t = & (\text{Ex. 5.7}) \\ &= Inv_t + O\&M_t + Comb_t + Compl_t + CO_{2t} + SO_{2t} + NOx_t + PM_t + Rad_t + Cult_t + Acc_t \end{aligned}$$

Una vez tenido todo ello en cuenta, la expresión del riesgo para cada tecnología, expresado en términos de desviación típica del coste total de la tecnología, sería la siguiente:

²⁰⁹ Se basa en la consideración de que los diferentes tipos de coste para cada tecnología son estadísticamente independientes. Jansen *et al.* (2006) lo justifican a través del planteamiento de largo plazo del análisis, en el que entran en juego además de los riesgos de los precios del combustible empleado, percepciones sobre riesgos políticos, de disposición de los recursos, políticas climáticas, etc.

$$\sigma_t = \left(\sigma_{Inv_t}^2 + \sigma_{O\&M_t}^2 + \sigma_{Comb_t}^2 + \sigma_{C_{compl}_t}^2 + \sigma_{CO_2_t}^2 + \sigma_{SO_2_t}^2 + \sigma_{NOx_t}^2 + \sigma_{PM_t}^2 + \sigma_{Rad_t}^2 + \sigma_{Cult_t}^2 + \sigma_{Acc_t}^2 + 2\sigma_{Comb_t}\sigma_{CO_2_t}\rho_{Comb_t,CO_2_t} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (Ex. 5.8)$$

Este planteamiento de cálculo del riesgo por tecnología difiere del de estudios anteriores²¹⁰ pues en él no aparecen las ponderaciones de participación de cada tipo de coste de la tecnología (Awerbuch y Berger, 2003; White *et al.*, 2007; Awerbuch y Yang, 2007; Awerbuch *et al.*, 2008; Allan *et al.*, 2011 o Arnesano *et al.*, 2012). Debido a que la varianza del coste de una tecnología deriva de la expresión de la variable aleatoria coste de la tecnología, que es una suma no ponderada de los costes individuales, en ella no deben aparecer ponderaciones no existentes en la definición de la variable –en caso de incluir ponderaciones, se estaría ante un coste medio ponderado, no un coste total-. Si aparecen ponderaciones en la varianza deberían aparecer también en la fórmula de cálculo del coste por tecnología; algo que no parece razonable por cuanto un coste total debe ser la suma de los costes parciales. Por ello el cálculo de su riesgo expresado en función de sus variabilidades debe derivar de la suma de las varianzas y de sus covarianzas²¹¹. Delarue *et al.* (2011) coincide con Jansen *et al.* (2006, pp. 58,65) en relación con la advertencia de posibles errores en los resultados finales de las variabilidades en caso de incluir la ponderación. Operar con la suma no ponderada de las varianzas para el cálculo del riesgo por tecnología conduce a valores superiores y metodológicamente más apropiados en términos de cálculo del riesgo de todas las tecnologías.

5.4.2. Riesgo esperado de la cartera

El riesgo de la cartera (σ_p) es función de los riesgos individuales de cada tecnología - compuesto a su vez por los derivados de los distintos tipos de coste- y de su interacción entre cada par de tecnologías:

$$\sigma_p = \left\{ \sum_{t=1}^{12} x_t^2 \sigma_t^2 + \sum_{t_1=1}^{12} \sum_{t_2=1, t_1 \neq t_2}^{12} (\sum_{\forall C_1} \sum_{\forall C_2} \sigma_{C_1 t_1} \sigma_{C_2 t_2} \rho_{C_1 t_1, C_2 t_2}) x_{t_1} x_{t_2} \right\}^{1/2} \quad (Ex. 5.9)$$

Donde x_t representa la participación en tanto por uno de la tecnología t en la cartera p , σ_t representa la desviación típica del coste de la tecnología t y $C_k t_i$ es el componente del coste k de la tecnología i . Debido a la asunción de valor nulo de la mayoría de las correlaciones entre

²¹⁰ Basado en ponderar por tecnología los diferentes riesgos de los tipos de coste. Son ponderados por el peso de cada uno sobre el coste total por tecnología: $\sigma_t = \left(\sum \sum x_{c_1} x_{c_2} \rho_{c_1 c_2} \sigma_{c_1} \sigma_{c_2} \right)^{\frac{1}{2}}$, siendo C_1, C_2 los tipos de coste de las tecnologías, $\rho_{C_1 C_2}$ el coeficiente de correlación entre dos tipos de coste y las variables $x_{c_1} x_{c_2}$ las ponderaciones de participación de cada tipo de coste en cada una de las tecnologías consideradas que tomarían el valor de la participación de cada tipo de coste sobre el coste total (Allan *et al.*, 2011; Arnesano *et al.*, 2012). Por tecnología la suma de las participaciones de los diferentes tipos de coste suman el 100% ($\sum x = 1$, en tanto por uno).

²¹¹ Nulas si hay incorrelación.

los componentes del coste de las diferentes tecnologías -excepto entre los costes²¹² de O&M y de combustible-, la expresión anterior puede proponerse como sigue:

$$\sigma_p = \left\{ \sum_{t=1}^{12} x_t^2 \left(\sigma_{Inv_t}^2 + \sigma_{O\&M_t}^2 + \sigma_{Comb_t}^2 + \sigma_{Compl_t}^2 + \sigma_{CO_{2t}}^2 + \sigma_{SO_{2t}}^2 + \sigma_{NO_{xt}}^2 + \sigma_{PM_t}^2 + \sigma_{Rad_t}^2 \right. \right. \\ \left. \left. + \sigma_{Cult_t}^2 + \sigma_{Acc_t}^2 + 2\sigma_{Comb_t}\sigma_{CO_{2t}}\rho_{Comb_t,CO_{2t}} \right) \right. \\ \left. + \sum_{t_1=1}^{12} \sum_{t_2=1, t_1 \neq t_2}^{12} \left(\sigma_{O\&M_{t_1}}\sigma_{O\&M_{t_2}}\rho_{O\&M_{t_1},O\&M_{t_2}} x_{t_1}x_{t_2} \right. \right. \\ \left. \left. + \sigma_{Comb_{t_1}}\sigma_{Comb_{t_2}}\rho_{Comb_{t_1},Comb_{t_2}} x_{t_1}x_{t_2} \right) \right\}^{1/2}$$

(Ex. 5.10)

Siendo

$C_1, C_2 \in C_{c,t} = \{Inv_t; O\&M_t; Comb_t; Compl_t; CO_{2t}; SO_{2t}; NO_{xt}; PM_t; Rad_t; Cult_t; Acc_t\};$
 $t_1, t_2 \in T = \{\text{carbón, carbón con CAC, gas natural ciclo combinado, gas natural con CAC, petróleo, energía nuclear, energía eólica } on\text{-shore, energía eólica } off\text{-shore, energía solar fotovoltaica, gran hidráulica, mini hidráulica y biomasa}\}.$

La existencia de correlación en el comportamiento de los tipos de coste de dos tecnologías es un elemento objeto de discusión en la literatura. Algunos estudios como el de Jansen *et al.* (2006)²¹³ proponen aplicar la hipótesis de incorrelación entre los diferentes tipos de coste de cada dos tecnologías diferentes. Otros²¹⁴ como White *et al.* (2007) y Awerbuch y Yang (2007) asumen la existencia de correlación entre los costes de O&M de dos tecnologías y entre los de combustible también de dos tecnologías. Consideran asimismo la existencia de correlación entre los costes de combustible y los de emisiones de CO₂ para cada tecnología emisora. Otros autores como Delarue *et al.* (2011)²¹⁵ optan por asumir coeficientes de correlación nulos para los distintos tipos de coste de cada dos tecnologías (Jansen *et al.*, 2006), excepto para aquellas corrientes de coste del mismo tipo, para las que suponen un coeficiente de correlación de 0,5 y para la matriz de correlación de combustibles. En esta tesis se asume la existencia de correlación entre los costes de O&M y entre los de combustible, ambos entre cada dos tecnologías. Se sigue así la referida propuesta de White *et al.* (2007) y de Awerbuch y Yang

²¹² De entre cada par de tecnologías.

²¹³ Cuestionan el planteamiento inicial de Awerbuch y Berger (2003), quienes asumen distintos factores de correlación entre distintos tipos de costes. Al no disponer de datos, Jansen *et al.* (2006) consideran que las variaciones en los tipos de coste de cada par de tecnologías son independientes entre sí.

²¹⁴ Allan *et al.* (2011) y Arnesano *et al.* (2012) asumen el planteamiento y los datos de Awerbuch y Yang (2007).

²¹⁵ Proponen considerar dos factores de correlación, uno para los costes fijos entre dos tecnologías, y otro para los costes variables.

(2007). Para nuestro estudio los datos de estas correlaciones se toman del trabajo de Awerbuch y Yang (2007). Con ello se procede de igual forma que en los trabajos de Allan *et al.* (2011) y Arnesano *et al.* (2012).

5.5. Expresión matemática del modelo

Según lo expuesto en esta tesis se proponen tres modelos: Markowitz Puro, Tecnológico y Medioambiental. El planteamiento de cada modelo se basa en la minimización del riesgo de la cartera sujeto a un coste determinado. Para cada uno de los horizontes considerados -años 2010, 2020 y 2030- el coste establecido inicialmente para la cartera será el determinado por el de la cartera IEA.UE-27 propuesta por la IEA (2012). Adicionalmente se establecen diferentes valores para construir la frontera eficiente, que está delimitada a la izquierda por la cartera de mínimo riesgo absoluto –aquella eficiente con el menor riesgo posible-, y a la derecha por la cartera de mínimo coste absoluto –aquella eficiente con el menor de los costes posible-. A continuación se exponen cada uno de los tres modelos enunciados.

5.5.1. Modelo Markowitz Puro

El modelo Markowitz Puro incorpora las restricciones propias del modelo de Markowitz. Se asume una total flexibilidad para las inversiones y las desinversiones (desmantelamiento de la planta) para la totalidad de las tecnologías, así como la inexistencia de costes de transacción relacionados con la modificación de la cartera. Así mismo no se contempla restricción alguna sobre la participación de las distintas tecnologías. Su expresión matemática es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 \text{Min}\{\sigma_p\} &= \text{Min} \left\{ \sum_{t=1}^{12} x_t^2 \sigma_t^2 + \sum_{t_1=1}^{12} \sum_{t_2=1, t_1 \neq t_2}^{12} \left(\sum_{\forall C_1} \sum_{\forall C_2} \sigma_{C_1 t_1} \sigma_{C_2 t_2} \rho_{C_1 t_1, C_2 t_2} \right) x_{t_1} x_{t_2} \right\}^{1/2} = \\
 &= \left\{ \sum_{t=1}^{12} x_t^2 \left(\sigma_{Inv_t}^2 + \sigma_{O\&M_t}^2 + \sigma_{Comb_t}^2 + \sigma_{Compl_t}^2 + \sigma_{CO_2t}^2 + \sigma_{SO_2t}^2 + \sigma_{NOx_t}^2 \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + \sigma_{PM_t}^2 + \sigma_{Rad_t}^2 + \sigma_{Cult_t}^2 + \sigma_{Acc_t}^2 + 2\sigma_{Comb_t} \sigma_{CO_2t} \rho_{Comb_t, CO_2t} \right) \right. \\
 &\quad \left. + \sum_{t_1=1}^{12} \sum_{t_2=1, t_1 \neq t_2}^{12} \left(\sigma_{O\&M_{t_1}} \sigma_{O\&M_{t_2}} \rho_{O\&M_{t_1}, O\&M_{t_2}} x_{t_1} x_{t_2} \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + \sigma_{Comb_{t_1}} \sigma_{Comb_{t_2}} \rho_{Comb_{t_1}, Comb_{t_2}} x_{t_1} x_{t_2} \right) \right\}^{1/2}
 \end{aligned}$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned}
E(C_p) &= \sum_T x_t E(CTG_t) = \sum_T x_t E(CP_t + CE_t) = \\
&= \sum_T x_t E[(Inv_t + O\&M_t + Comb_t + Compl_t) \\
&+ (CO_{2t} + SO_{2t} + NO_{xt} + PM_t + Rad_t + Cult_t + Acc_t)] \\
&= C_{Cartera\ IEA.UE-27}
\end{aligned}$$

$$\sum_T x_t = 1 \quad (Ex. 5.11)$$

$$\forall t \in T: x_t \geq 0$$

5.5.2. Modelo Tecnológico

El modelo Markowitz Puro se aleja del contexto energético real por cuanto no incorpora límite alguno sobre la participación de las tecnologías. Por ello la consideración de límites de participación de las distintas tecnologías en la cartera permite alcanzar unos resultados factibles desde el punto de vista de la implementación, desarrollo y cambio tecnológicos. De esta forma, como ya se apuntó en el capítulo 1, elementos como el cambio tecnológico, la posible pérdida de eficiencia u obsolescencia de la planta o la aceptabilidad social de las tecnologías condicionan las inversiones en tecnología, y con ello la forma en que se produce electricidad en un territorio (cartera de generación de electricidad por tecnologías).

El modelo Tecnológico incorpora restricciones sobre la participación máxima de las tecnologías en la cartera. En función del horizonte considerado, los límites de participación de las tecnologías cambian.

El establecimiento de los límites de las participaciones de las distintas tecnologías se realizó tomando como referencia los datos de participación de las mismas en la cartera de capacidad de la IEA²¹⁶ (2011, 2012) y Russ *et al.* (2009) –IPTS²¹⁷-. Para ello se calcularon los porcentajes de participación de los cinco escenarios estudiados; tres de la IEA (*Nuevas Políticas, Políticas Actuales y 450*), y dos del IPTS (*Base y Mitigación*). Una vez calculados los porcentajes de estos cinco escenarios se tomaron el valor mínimo y máximo de participación por tecnología.

²¹⁶ La IEA no presenta desagregados los datos para la tecnología eólica. Para desagregarlos en eólica *on-shore* y *off-shore* se acude a lo recogido en EWEA (2012, p. 5), en la que se señala para la UE-27 una participación de *off-shore* del 9%, por lo que la tecnología *on-shore* supone un 91%. Esta desagregación se supone constante para los distintos horizontes considerados. La misma limitación se encuentra para la tecnología hidráulica propuestos por la IEA. A la hora de desagregar estos datos en gran hidráulica y mini hidráulica se opta por aplicar los mismos porcentajes de participación que los recogidos en la tabla de Eurostat sobre capacidad instalada por tecnología para la generación de electricidad (tabla:113a). En ella la participación histórica desde 2005 de la gran hidráulica se mantiene en torno a valores del 88% sobre el total, y de forma complementaria la participación de la mini hidráulica alcanza el 12% restante.

²¹⁷ El hecho de que el IPTS no presente desagregados los datos de participación de las tecnologías renovables conduce a seleccionar de esta fuente tan sólo los datos referidos a las tecnologías no renovables de carbón, gas natural, petróleo y nuclear para los dos escenarios estudiados. Por ello para las tecnologías renovables se toman los datos mínimos y máximos recogidos en los tres escenarios de la IEA.

Aunque en la Tabla 12 se muestran los límites de participación mínimos y máximos, tan sólo se incluyen como restricciones en el modelo los referentes a participaciones máximas. El modelo contempla como disponible la tecnología CAC para carbón y gas natural sólo para el horizonte 2030, con un límite máximo de participación del 18% sobre el total de electricidad generada a través de combustibles fósiles, según se recoge en el escenario *Central 2030* del IPTS (Russ *et al.*, 2009).

Región	UE-27			
Modelo	Markowitz Puro	Tecnológico		
		Año 2010	Horizonte 2020	Horizonte 2030
Tecnologías	Límites (%)			
Carbón	-	23,5-26,8	15,9-23,8	7,1-23,4
Carbón con CAC	-	No participa	No participa	Junto con gas con CAC no superior al 18% de la participación total de los fósiles. Y junto con carbón no superior al 23,4%
Gas Natural	-	17-23	20,9-25,7	15,1-27,6
Gas Natural con CAC	-	No participa	No participa	Junto con carbón con CAC no superior al 18% de la participación total de los fósiles. Y junto con gas natural no superior al 27,6%
Petróleo	-	2,6-3,0	1,1-1,4	0,6-0,8
Nuclear	-	25,1-28,3	20,5-26,0	19,3-29,8
Hidráulica	-	10,4-11,7	9,7-11,5	8,3-12,3
Gran Hidráulica	-	9,1-10,3	8,5-10,1	7,3-10,8
Mini Hidráulica	-	1,2-1,4	1,2-1,4	1-1,5
Biomasa	-	3,9-4,3	5,2-6,4	5,9-8,5
Solar Fotovoltaica	-	0,4-0,7	2,3-3,8	3,0-5,5
Eólica	-	4,2-4,5	10,3-14,0	13,4-22,3
Eólica <i>on-shore</i>	-	3,8-4,1	9,4-12,7	12,2-20,3
Eólica <i>off-shore</i>	-	0,4-0,4	0,9-1,3	1,2-2,0

Tabla 12.- Límites de participación (mínimos y máximos) de las tecnologías en el mix de producción de electricidad UE-27. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos recogidos en IEA (2011 y 2012) e IPTS (Russ *et al.*, 2009).

La expresión matemática de este modelo incluiría una restricción de participación máxima por cada una de las tecnologías t :

$$\begin{aligned}
Min\{\sigma_p\} &= Min \left\{ \sum_{t=1}^{12} x_t^2 \sigma_t^2 + \sum_{t_1=1}^{12} \sum_{t_2=1, t_1 \neq t_2}^{12} \left(\sum_{\forall C_1} \sum_{\forall C_2} \sigma_{C_1 t_1} \sigma_{C_2 t_2} \rho_{C_1 t_1, C_2 t_2} \right) x_{t_1} x_{t_2} \right\}^{\frac{1}{2}} = \\
&= \left\{ \sum_{t=1}^{12} x_t^2 \left(\sigma_{Inv_t}^2 + \sigma_{O\&M_t}^2 + \sigma_{Comb_t}^2 + \sigma_{Compl_t}^2 + \sigma_{CO_2t}^2 + \sigma_{SO_2t}^2 + \sigma_{NO_{x_t}}^2 \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + \sigma_{PM_t}^2 + \sigma_{Rad_t}^2 + \sigma_{Cult_t}^2 + \sigma_{Acc_t}^2 + 2\sigma_{Comb_t} \sigma_{CO_2t} \rho_{Comb_t, CO_2t} \right) \right. \\
&\quad \left. + \sum_{t_1=1}^{12} \sum_{t_2=1, t_1 \neq t_2}^{12} \left(\sigma_{O\&M_{t_1}} \sigma_{O\&M_{t_2}} \rho_{O\&M_{t_1}, O\&M_{t_2}} x_{t_1} x_{t_2} \right. \right. \\
&\quad \left. \left. + \sigma_{Comb_{t_1}} \sigma_{Comb_{t_2}} \rho_{Comb_{t_1}, Comb_{t_2}} x_{t_1} x_{t_2} \right) \right\}^{1/2}
\end{aligned}$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned}
E(C_p) &= \sum_T x_t E(CTG_t) = \sum_T x_t E(CP_t + CE_t) = \\
&= \sum_T x_t E[(Inv_t + O\&M_t + Comb_t + Compl_t) \\
&\quad + (CO_{2t} + SO_{2t} + NO_{x_t} + PM_t + Rad_t + Cult_t + Acc_t)] \\
&= C_{Cartera\ IEA.UE-27}
\end{aligned}$$

$$x_t \leq \text{Participación máxima de tecnología } t; \forall t$$

$$\sum_T x_t = 1 \quad (\text{Ex. 5.12})$$

$$\forall t \in T: x_t \geq 0$$

5.5.3. Modelo Medioambiental

Como se señaló en el capítulo 2, la emisión de gases contaminantes derivados de la actividad humana supone una de las necesidades y externalidades negativas más importantes y con mayor impacto a las que se enfrenta la humanidad.

La gestión del proceso energético actual pivota en gran medida en el uso de combustibles fósiles, que tiene como efecto negativo la emisión de gases contaminantes. La concentración de estos gases en la atmósfera es la causa del calentamiento global de la superficie terrestre y de otros efectos como la elevación del nivel de los mares, la polución del aire, el agotamiento de ozono o la emisión de sustancias radioactivas (Omer, 2007; Panwar *et al.*, 2011; Hernandez-Escobedo *et al.*, 2010; Dincer, 2000). Todos ellos tienen impactos negativos sobre la vida humana y el medio ambiente. En términos económicos el cambio climático sería el responsable de unas pérdidas entre el 4% y el 20% del PIB global, según Scot (2011).

El patrón energético seguido por la UE-27 a lo largo de los últimos veinte años se sustenta en tres pilares: competitividad, seguridad de suministro y sostenibilidad (Johansson, 2013 y EC, 2010a). La Unión Europea es considerada un líder mundial en la lucha contra el cambio climático por su apuesta por reducir la emisión de gases contaminantes (EC, 2008a, 2012a, 2012b; Chalvatzis y Hooper, 2009). De hecho Chuang y Ma (2013) señalan que es la incorporación del cumplimiento de objetivos de reducción de emisiones dentro de las políticas energéticas lo que evidencia la estrecha relación entre las diversas piezas que conforman el problema energético: seguridad energética, desarrollo económico, innovación tecnológica y protección del medio ambiente. Se trata, en definitiva, de gestionar la energía con un coste social reducido derivado de la producción de electricidad. VijayaVenkataRaman *et al.* (2011) y Panwar *et al.* (2011) vinculan el incremento de la preocupación social por la protección del medio ambiente con unos niveles de renta del territorio elevados. Panwar *et al.* (2011) enmarcan este respeto medioambiental dentro de una tendencia social que busca además el uso eficiente de los recursos, la disminución de los residuos, la conservación de los recursos autóctonos y la reducción de las emisiones de gases contaminantes.

En el modelo se ha optado por ampliar el número de gases y partículas contaminantes a considerar a la hora de plantear los objetivos de reducción de emisiones. De esta forma el planteamiento mejora su dimensión medioambiental gracias a la incorporación de aquellos costes de externalidad vinculados con la emisión contaminante derivada de la producción de electricidad.

El planteamiento incluye objetivos de reducción de emisiones tanto de dióxido de carbono (CO₂) -el gas más dañino vinculado con el cambio climático y el calentamiento global-, como de dióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x) -gases responsables de la acidificación del suelo y de daños sobre los ecosistemas y la salud humana- y de partículas en suspensión PM - que afectan negativamente a las condiciones y la esperanza de vida humana-. Todos ellos conforman lo que en la tesis se denominan gases y partículas de efectos dañinos sobre el medio ambiente y la salud humana (GPEDMASH) derivados de la producción de electricidad.

A nivel europeo es posible distinguir distintas actuaciones en materia de políticas ambientales según se trate de emisión de CO₂ o del resto de gases y partículas contempladas en este trabajo. En el caso del dióxido de carbono el acuerdo del Consejo Europeo de 2007 estableció el objetivo de reducción del 20% de la emisión de GEI (entre los que está el CO₂) para 2020, en comparación con los niveles de 1990 (EC, 2008a). Para el resto de GPEDMASH, directivas como la 1999/30/EC (EC, 1999), la 2001/81/EC (EC, 2001b) o la 2008/50/EC (EC, 2008b) relativas a la calidad del aire ambiente (valores de SO₂, NO_x o PM) y al establecimiento de techos nacionales de emisión de contaminantes atmosféricos, permitieron fijar los valores límite y umbrales de

alerta con respecto a concentraciones de estos GPEDMASH que evitaban, prevenían o reducían los efectos nocivos para la salud humana y para el medio ambiente en su conjunto. De esta forma considerar el establecimiento de límites de emisión de cada GPEDMASH para la cartera de generación de electricidad UE-27 permite completar el análisis de la eficiencia de la misma desde una perspectiva medioambiental. Se pretende conseguir el mayor nivel de bienestar social y respeto medioambiental posible (Johanson, 2013; Chuang y Ma, 2013) a través del cumplimiento de objetivos medioambientales de reducción de emisiones de gases contaminantes (Dincer, 2000).

Según lo expuesto el modelo Medioambiental incorpora además de las restricciones de participación de las tecnologías en la cartera UE-27 del modelo Tecnológico, aquellas relativas a la emisión de GPEDMASH por generación de electricidad. La medida empleada para recoger el valor de las emisiones de cada GPEDMASH es el factor de emisión de la cartera (FEC_x). Éste se obtiene a partir de la suma del factor de emisión de cada gas por tecnología (FET) ponderado por la participación de la tecnología en la cartera (en porcentaje). Para cada uno de los gases contemplados (CO_2 , SO_2 , NO_x y PM) el factor de emisión de la cartera (FEC_x) se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$FEC_x = \sum_{t=1}^6 FET_x X_t \quad (Ex. 5.13)$$

Siendo: $t = \{\text{carbón, carbón con CAC, gas natural, gas natural con CAC, petróleo, biomasa}\}$, $x = (CO_2, SO_2, NO_x, PM)$, y X_t la participación de la tecnología t en la cartera.

El cálculo de los factores de emisión de la cartera para cada uno de los GPEDMASH es obtenido a partir de las siguientes expresiones:

$$FEC_{CO_2} = 734,09 X_{\text{Carbón}} + 101 X_{\text{Carbón+CAC}} + 356,07 X_{\text{Gas Natural}} + 48,67 X_{\text{Gas Natural+CAC}} + 546,46 X_{\text{Petróleo}} + 1,84 X_{\text{Biomasa}} \quad (Ex. 5.14)$$

$$FEC_{SO_2} = 73,5 X_{\text{Carbón}} + 21,83 X_{\text{Carbón+CAC}} + 8,83 X_{\text{Gas Natural}} + 9,83 X_{\text{Gas Natural+CAC}} + 54,71 X_{\text{Petróleo}} + 151 X_{\text{Biomasa}} \quad (Ex. 5.15)$$

$$FEC_{NO_x} = 182,5 X_{\text{Carbón}} + 173,67 X_{\text{Carbón+CAC}} + 254,67 X_{\text{Gas Natural}} + 284,17 X_{\text{Gas Natural+CAC}} + 135,85 X_{\text{Petróleo}} + 397,83 X_{\text{Biomasa}} \quad (Ex. 5.16)$$

$$FEC_{PM} = 9,33 X_{\text{Carbón}} + 7,67 X_{\text{Carbón+CAC}} + 1,17 X_{\text{Gas Natural}} + 1,17 X_{\text{Gas Natural+CAC}} + 6,95 X_{\text{Petróleo}} + 187,67 X_{\text{Biomasa}} \quad (Ex. 5.17)$$

En el modelo el dato de cada factor de emisión por tecnología t [FET_x ($gr. x/MWh$)] es calculado a partir de los datos recogidos en Bennink *et al.* (2010)²¹⁸, publicación europea que presenta unos valores que están dentro del intervalo de los propuestos por la IEA-ETSAP²¹⁹ (2010).

Las restricciones a añadir al planteamiento serían por horizonte y para cada GPEDMASH:

$$FEC_{CO_2h} \leq \text{Límite emisiones } CO_{2h} \quad (\text{Ex. 5.18})$$

$$FEC_{SO_2h} \leq \text{Límite emisiones } SO_{2h} \quad (\text{Ex. 5.19})$$

$$FEC_{NO_{xh}} \leq \text{Límite emisiones } NO_{xh} \quad (\text{Ex. 5.20})$$

$$FEC_{PM_h} \leq \text{Límite emisiones } PM_h \quad (\text{Ex. 5.21})$$

Siendo $h = \{2020; 2030\}$. Al año 2010 no le será aplicado este modelo ya que es el año base del que se toma el nivel de emisiones de la cartera como dato de partida para el cálculo de los límites de emisión de cada GPEDMASH.

Para el establecimiento de cada una de las restricciones se procede del siguiente modo. Se parte del valor que arroja por GPEDMASH la cartera actual 2010 (IEA, 2012). Al valor obtenido para cada gas contaminante le son aplicados los objetivos calculados de reducción por horizonte (2020 y 2030) con base el año 2010. Para el establecimiento de los límites de emisión por horizonte se distingue entre emisiones de CO_2 y las del resto de GPEDMASH.

- En el caso del CO_2 y resto de GEI en EC (2008a) se recoge el objetivo de reducción para 2020 del 20% (con posibilidad de llegar al 30%) en comparación con las emisiones de 1990. El dato actualizado de este objetivo tomando como referencia el año 2005 es equivalente a una reducción del 14% entre este año 2005 y 2020 (EC, 2012a, p. 16). Además en EC (2012a, p. 3) se refleja que en 2011 la reducción de gases alcanzada para el conjunto de la UE-27 en comparación con 1990 era del 18%, siendo ésta entre 2010 y 2011 del 2,5%. En caso de ampliar el horizonte a los años 2030, 2040 y 2050, los datos de reducción pueden ser encontrados en EC (2011a). Éstos se elevan al 40%, 60% y 80%, respectivamente. Esta última publicación incorpora además la revisión del objetivo general de reducción de emisiones para 2020, proponiendo una reducción del 25% en vez del 20% respecto a datos de 1990.

²¹⁸ Referidos a plantas que producen 6.000GWh por año. Ante la ausencia de factor de emisión para los distintos GPEDMASH del petróleo se opta por calcularlo. Sus valores se vinculan con los del carbón. El valor de ponderación elegido para cada uno de los factores de emisión del carbón será de 0,7444. Este factor 0,7444 es obtenido a partir de la relación entre el factor de emisión de CO_2 del carbón y el del petróleo asignados por la EIA (Energy Information Agency [EIA], 2009).

²¹⁹ *Energy Technology Systems Analysis Programme (International Energy Agency).*

Dentro de los objetivos generales de reducción de emisiones, los asignables al sector de generación de electricidad son: para el año 2030 entre el 54 y el 68%, y para el año 2050 entre el 93 y el 99% tomando en ambos casos como año base 1990 (EC, 2011a). A la hora de establecer los objetivos de reducción para el modelo se opta por proponer tres escenarios: de reducción mínima, media y máxima. Para obtener el dato para los años 2020, 2035 y 2040 se aplican los factores de decrecimiento²²⁰ calculados. En la Tabla 13 se presentan los objetivos de reducción para cada horizonte, tomando como base el año 2010.

- Para el resto de gases contaminantes (SO₂, NO_x y PM) se acude a la propuesta de Ammann *et al.* (2008), con la que trabajan Wesselink *et al.* (2010), y basada en la versión consolidada de la Directiva 2001/81/EC (EC, 2001b). En ella se presentan objetivos de reducción desagregados por GPEDMASH para la UE-27 (en kilotonnes) para 2010 y 2020, partiendo de datos del año 2000. Se plantean dos escenarios²²¹, uno de ellos con reducción más intensa. A partir de ellos se obtienen los porcentajes de reducción para 2020, tomando como valores de referencia los establecidos para 2010, año base tomado para la cartera UE-27 de producción de electricidad. Debido a que los objetivos de emisiones para 2020 hacen referencia a la totalidad de emisiones, y no a aquellas relacionadas con la producción de electricidad, se opta por ponderar los valores propuestos para 2020 por la emisión asignada al sector de producción de electricidad frente al total de emisiones, disponible para el año 2000²²². Establecer los objetivos de reducción para el horizonte 2030 no ha sido posible debido a que no se han encontrado proyecciones de datos de emisiones para este horizonte y horizontes posteriores pese a haber realizado una búsqueda de referencias a través de documentos europeos de la Comisión (*National Emission Ceilings*; EC, 2010e) y otros de los programas *CASES*²²³ o *CAFE*²²⁴. Ante la ausencia de estos datos en el modelo se

²²⁰ Factor de decrecimiento = $\left[\left(\frac{x_n}{x_0} \right)^{\frac{1}{n-0}} - 1 \right]$ en el que x_n es el dato de emisiones para el año n , x_0 serían las emisiones contempladas para el año base y n el número de años.

²²¹ El escenario de *políticas actuales* recoge una reducción más intensa que para el denominado *legislación actual*. No se aporta dato de reducción para partículas en suspensión PM para el año 2010. Éste es obtenido aplicando el factor de decrecimiento calculado entre 2000 y 2020, al valor del año 2000 durante 10 años.

²²² Para el SO₂ el peso de las emisiones asignables al sector de generación de electricidad es del 68,44%, para el NO_x del 20,52% y para las partículas en suspensión PM del 10,72% (calculado a partir de datos recogidos en Ammann *et al.*, 2008).

²²³ *Cost Assessment for Sustainable Energy Systems*. Programa de la Comisión Europea para el cálculo de externalidades. Se relaciona con otros como *NEEDS (New Energy Externalities Developments for Sustainability)*, dentro del marco del Externe (EC, 2005e). El Externe es un modelo de metodología *bottom-up* o *Impact-pathway approach*. Busca cuantificar los impactos medioambientales y costes sociales derivados de la producción de electricidad. Parte de la determinación de la cantidad de GEI emitidos por tipo de fuente y estima los daños marginales provocados por los impactos físicos derivados de las emisiones (cambios en la calidad del aire, tierra y agua).

asume el criterio de mantener un escenario conservador, basado en el mantenimiento de los objetivos de reducción de GPEDMASH de 2020 para 2030.

La disposición de dos valores para los objetivos de reducción de emisiones –uno para cada escenario- en la publicación de Ammann *et al.* (2008) permite establecer como para el CO₂ tres escenarios de reducción en el modelo: mínima, media y máxima. Para ello se toma el valor de reducción menos intenso como valor de reducción mínima, el correspondiente al valor más intenso como valor de reducción máxima, y aquel obtenido mediante cálculo como valor medio entre ambos, como objetivo de reducción media (Tabla 13; Tabla 14).

Año Base=1990. Fuentes: EC (2008a,2012a, 2012b)		2005	2010	2020	2030	2035	2040	2050
		-7,00%	-15,90%	-20%; -25%; -30%	-40,00%	-48,99% ²²⁵	-60,00%	-80,00%
Año Base=2010. Fuente: EC (2011a)	CO ₂	Reducción mínima ²²⁶		-26,04%	-45,30%	-65,84%	-78,66%	-91,68%
		Reducción media ²²⁷		-31,90%	-53,63%	-74,62%	-86,11%	-95,84%
		Reducción intensa ²²⁸		-35,26%	-61,95%	-84,00%	-93,27%	-98,81%
	SO ₂	Reducción mínima		-58,48%	-58,48%	N/D	N/D	N/D
		Reducción media		-61,62%	-61,62%	N/D	N/D	N/D
		Reducción intensa		-64,76%	-64,76%	N/D	N/D	N/D
	NO _x	Reducción mínima		-29,49%	-29,49%	N/D	N/D	N/D
		Reducción media		-33,18%	-33,18%	N/D	N/D	N/D
		Reducción intensa		-36,87%	-36,87%	N/D	N/D	N/D
	PM	Reducción mínima		-15,24%	-15,24%	N/D	N/D	N/D
		Reducción media		-16,39%	-16,39%	N/D	N/D	N/D
		Reducción intensa		-17,53%	-17,53%	N/D	N/D	N/D

Tabla 13.- Objetivos de reducción de emisiones por GPEDMASH y por horizonte. Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente Tabla 14 se recogen los valores máximos para cada factor de emisión de GPEDMASH de la cartera UE-27 y por horizonte (2020 y 2030). Han sido calculados a partir de la multiplicación de los valores de los factores de emisión de la cartera IEA.UE-27 (2010) (IEA, 2012) por el porcentaje de reducción establecido como objetivo para los años 2020 y 2030. Los valores resultantes de los factores de emisión de los GPEDMASH de la cartera de producción

²²⁴ *Clean Air for Europe.*

²²⁵ Este dato es calculado a partir del factor de decrecimiento entre 2030 y 2040.

²²⁶ Se corresponde con una reducción del 54% en 2030 y del 93% en 2050 respecto a niveles de 1990.

²²⁷ Se corresponde con una reducción media entre el 54% y el 68% en 2030, y entre el 93% y el 99% en 2050 respecto a niveles de 1990.

²²⁸ Se corresponde con una reducción del 68% en 2030 y del 99% en 2050 respecto a niveles de 1990.

de electricidad para la UE-27 son incorporados al modelo en forma de restricciones. De esta forma se establecen los límites de emisión de la cartera para estos horizontes estudiados.

Tipo de Gas	2010	Límite de emisiones horizonte 2020			Límite de emisiones horizonte 2030		
	Factor de Emisión Actual	Reducción			Reducción		
		Mínima	Media	Intensa	Mínima	Media	Intensa
CO ₂	287,70	212,77	195,91	186,25	157,36	133,41	109,47
SO ₂	29,15	12,10	11,19	10,27	12,10	11,19	10,27
NO _x	126,79	89,40	84,72	80,05	89,40	84,72	80,05
PM	10,97	9,30	9,18	9,05	9,30	9,18	9,05

Tabla 14.- Valores máximos de emisión de los GPEDMASH para las carteras de producción por horizonte (g/MWh). Fuente: Elaboración propia

Según lo comentado en este apartado, la expresión matemática del modelo Medioambiental sería:

$$\begin{aligned}
 Min\{\sigma_p\} &= Min \left\{ \sum_{t=1}^{12} x_t^2 \sigma_t^2 + \sum_{t_1=1}^{12} \sum_{t_2=1, t_1 \neq t_2}^{12} \left(\sum_{\forall C_1} \sum_{\forall C_2} \sigma_{C_1 t_1} \sigma_{C_2 t_2} \rho_{C_1 t_1, C_2 t_2} \right) x_{t_1} x_{t_2} \right\}^{\frac{1}{2}} = \\
 &= \left\{ \sum_{t=1}^{12} x_t^2 \left(\sigma_{Inv_t}^2 + \sigma_{O\&M_t}^2 + \sigma_{Comb_t}^2 + \sigma_{Compl_t}^2 + \sigma_{CO_{2t}}^2 + \sigma_{SO_{2t}}^2 + \sigma_{NO_{xt}}^2 \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + \sigma_{PM_t}^2 + \sigma_{Rad_t}^2 + \sigma_{Cult_t}^2 + \sigma_{Acc_t}^2 + 2\sigma_{Comb_t} \sigma_{CO_{2t}} \rho_{Comb_t, CO_{2t}} \right) \right. \\
 &\quad \left. + \sum_{t_1=1, t_2=1, t_1 \neq t_2}^{12} \sum_{t_2=1, t_1 \neq t_2}^{12} \left(\sigma_{O\&M_{t_1}} \sigma_{O\&M_{t_2}} \rho_{O\&M_{t_1}, O\&M_{t_2}} x_{t_1} x_{t_2} \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. + \sigma_{Comb_{t_1}} \sigma_{Comb_{t_2}} \rho_{Comb_{t_1}, Comb_{t_2}} x_{t_1} x_{t_2} \right) \right\}^{1/2}
 \end{aligned}$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned}
 E(C_p) &= \sum_T x_t E(CTG_t) = \sum_T x_t E(CP_t + CE_t) = \\
 &= \sum_T x_t E[(Inv_t + O\&M_t + Comb_t + Compl_t) \\
 &\quad + (CO_{2t} + SO_{2t} + NO_{xt} + PM_t + Rad_t + Cult_t + Acc_t)] \\
 &= C_{Cartera IEA.UE-27}
 \end{aligned}$$

$$x_t \leq \text{Participación máxima de tecnología } t, \forall t$$

$$FEC_{CO_{2h}} \leq \text{Límite emisiones } CO_{2h}$$

$$FEC_{SO_{2h}} \leq \text{Límite emisiones } SO_{2h}$$

$$FEC_{NO_{xh}} \leq \text{Límite emisiones } NO_{xh}$$

$$FEC_{PM_h} \leq \text{Límite emisiones } PM_h$$

$$\sum_T x_t = 1 \quad (\text{Ex. 5.22})$$

$$\forall t \in T: x_t \geq 0$$

5.6. Análisis empírico

En este punto se recogen los procesos seguidos para el cálculo de los costes y riesgos de cada tecnología, así como las distintas fuentes consultadas para la obtención de los datos de coste y riesgo de las tecnologías definidas en el modelo. Además se presenta la composición de las carteras de la IEA analizadas, se explica la forma en que se realiza el análisis de eficiencia de las carteras y se propone una medida adicional en relación con el nivel de cumplimiento conjunto de los objetivos de reducción de emisiones.

5.6.1. Cálculo de los costes de las tecnologías

El coste de las tecnologías y de las carteras se define en términos de producción²²⁹ (€/MWh). Los datos consultados para el cálculo de la estructura de costes de las tecnologías del modelo provienen de diferentes fuentes de relevancia internacional y de reciente publicación (Tabla 15).

El proceso de selección de las fuentes se basó en el cumplimiento de los siguientes criterios: el nivel de detalle de la información aportada por la publicación, la adecuación de la información a la región estudiada (UE-27) y la coherencia de cada estructura de coste por tecnología y por fuente, con el conjunto de estructuras de coste del resto de tecnologías.

²²⁹ La transformación en términos de potencia de los resultados obtenidos se realiza atendiendo a las horas de operación anuales por tecnología (calculadas a partir de IEA, 2011 y 2012).

Fuentes consultadas para el cálculo de los costes							
Tipos de coste	Costes de Producción: Inversión, O&M, Combustible	Costes Complementarios		Costes de Externalidad			
Tecnología	Fuente	Tipo de coste	Fuente	Tipo de coste	Fuente	Tipo de coste	Fuente
Nuclear	IEA-ETSAP (2010). E-03 Nuclear Power	Desmantelamiento de la planta y tratamiento de residuos	IEA-ETSAP (2010). E-03 Nuclear Power	Pérdidas radioactivas en el proceso completo de generación de electricidad	Bennink <i>et al.</i> (2010)	Accidente potencial en planta tecnológica	Bennink <i>et al.</i> (2010)
Carbón	IEA-ETSAP (2010). E-01 Coal Fired Power	N/D		Costes de emisión de gases contaminantes por tecnología de generación	Bennink <i>et al.</i> (2010) y CASES (2008)		
Gas Natural	IEA-ETSAP (2010). E-02 Gas Fired Power						
Carbón con CAC	IEA-ETSAP (2010). E-01 Coal Fired Power	Transporte de CO ₂ y almacenamiento oceánico mediante buque	IPCC (2005a)				
Gas Natural con CAC	IEA-ETSAP (2010). E-02 Gas Fired Power	N/D					
Petróleo	IEA (2010b, p. 64)						
Biomasa	IRENA (2012). Volume 1, Issue 1/5						
Gran Hidráulica y Mini Hidráulica	IEA-ETSAP (2010). E-07 Hydropower	Intermitencia		Coste Global de Externalidad	Porchia y Bigano (2008)		
Eólica <i>on-shore</i>	Eurelectric (2011)						
Eólica <i>off-shore</i>							
Solar Fotovoltaica	De Jager <i>et al.</i> (2011)						

Tabla 15.- Fuentes consultadas para el cálculo de los costes de las tecnologías. Fuente: Elaboración propia.

Los costes de producción (inversión, O&M y combustible) y los de desmantelamiento de la planta y tratamiento de residuos de la energía nuclear hacen referencia a los LCOE o costes medios de generación durante la vida útil de las tecnologías. Se encuentran en IEA-ETSAP (2010). A pesar de que estos LCOE están calculados en distintos años entre 2008 y 2012, por simplicidad del modelo se ha optado por utilizar los valores originales sin proceder a una homogeneización temporal²³⁰. Para la transformación a euros se opta por tomar la media de

²³⁰ Para poder referir apropiadamente éstos al mismo año sería necesario aplicar un factor específico basado en el contexto energético. La no disposición del mismo lleva a considerar la opción alternativa de utilizar otros factores de referencia económica (crecimiento del PIB o la inflación, entre otros). Sin embargo esta última opción puede ser tan apropiada como no aplicar ningún factor. El objetivo se centra, de esta forma, en evitar que el valor monetario

las medias mensuales de la cotización Euro-Dólar para un período de diez años, comprendido entre el 2002 y el 2012²³¹. En el trabajo se asume que tanto la estructura de coste como los datos no varían en el período considerado 2010-2030. Aunque algunos autores (Moselle, 2011) y organismos (IEA-ETSAP, 2010; IRENA, 2012; Eurelectric, 2011) presentan proyecciones de costes totales no desagregados para los horizontes estudiados se opta por no incorporarlos, debido a la imposibilidad de asignación de forma desagregada por componentes.

Para el cálculo de los costes de inversión (Inv_t) y de operación y mantenimiento ($O\&M_t$), anualizados, se toma el valor central del intervalo propuesto por la fuente consultada. Para determinar el coste de combustible ($Comb_t$) se parte de los datos directos de las fuentes consultadas. En el caso de las energías renovables (excepto la biomasa) se considera nulo por depender de recursos naturales no controlables y de libre disposición, como corrientes de viento, radiación solar o caudal de recursos hídricos (Awerbuch y Yang, 2007; Allan *et al.*, 2011; Arnesano *et al.*, 2012).

Los diferentes costes complementarios de producción ($Compl_t$) se obtienen a partir de diversas fuentes (Tabla 15):

- El cálculo del coste del tratamiento de residuos y desmantelamiento para la tecnología nuclear parte de la suma de los valores centrales de cada intervalo propuesto para cada concepto.
- El coste de intermitencia²³² para la energía eólica (*on-shore* y *off-shore*) y la solar fotovoltaica es calculado a partir del valor medio de los diferentes datos encontrados en la literatura para estudios basados en la UE-27 (Awerbuch y Yang, 2007; Jansen *et al.*, 2006 y Awerbuch *et al.*, 2008). Se desecha el dato de White *et al.* (2007) por pertenecer a un estudio sobre California (EE.UU.).
- Por último, el coste de transporte y almacenamiento de carbono para las tecnologías de CAC toma el valor central del intervalo propuesto por la IEA-ETSAP (2010). El coste de transporte de CO₂ se calcula a partir del valor medio del intervalo compuesto por el valor mínimo y máximo (en \$/Ton CO₂) de los dos tipos de transporte posible (gaseoducto y buque hasta 1.000km). Este valor es multiplicado por las toneladas de CO₂ emitidas por planta (de carbón y de gas natural). Se opta por el coste de

de los LCOE (calculados para largos períodos de tiempo, entre 20 y 30 años) se vea afectado por variaciones coyunturales y no específicas del campo de la energía que tuvieron lugar entre los cuatro años señalados a los que aparecen referenciadas las fuentes consultadas. Por esta razón se opta por la simplicidad en aras a no distorsionar con cálculos adicionales los datos originales tomados de fuentes contrastadas.

²³¹ Según datos del Banco de España disponibles en www.bde.es/webbde/es/estadis/infoest/tipos/tipos.html.

²³² El coste de intermitencia está relacionado con la flexibilidad del sistema y su capacidad para integrar la electricidad generada por renovables (no gestionable). Está compuesto por la agregación de dos tipos de coste: los de integración en el sistema o *balancing-cost* y los de mantenimiento de la fiabilidad o *back-up costs* (Roques *et al.*, 2010). En el planteamiento que se propone se trabajará con los datos agregados de ambos conceptos.

almacenamiento de CO₂ de tipo oceánico por ser éste el más elevado y por ello el preferido desde una perspectiva de aversión al riesgo. Se calcula a partir del valor medio del intervalo ofrecido por la IEA-ETSAP (2010) (en \$/Ton CO₂) multiplicado por las toneladas de CO₂ emitidas por planta (de carbón y de gas natural) y por el factor de conversión monetaria.

Para el cálculo de los costes de externalidad fueron consultadas diversas fuentes que finalmente no fueron seleccionadas, entre ellas, Markandya (2012), Rafaj y Kypreos (2007) o Porchia *et al.* (2008).

El coste de emisión de cada GPEDMASH (CO₂, SO₂, NO_x y PM) es obtenido a partir de la multiplicación del factor de emisión del gas contaminante por el valor monetario de emisión. Como se comentó anteriormente el dato de cada factor de emisión por tecnología t [$F E t_x$ (gr. x/MWh)] es calculado a partir de los datos recogidos en Bennink *et al.* (2010). Se opta por esta publicación de origen holandés y no por los datos de la IEA-ETSAP (2010) por varios motivos. Los datos de la IEA-ETSAP (2010) para los factores de emisión son presentados en forma de banda amplia de variación. Sin embargo la publicación de Bennink *et al.* (2010) ofrece unos valores concretos para los factores de emisión que están dentro de los parámetros de la propia IEA-ETSAP (2010). El estudio que se propone está centrado en la UE-27 y la legislación europea en cuanto a emisiones es estricta. Es por ello que los datos aportados por la publicación holandesa parecen más adecuados para el estudio a realizar. Adicionalmente el valor monetario de las emisiones de cada GPEDMASH es calculado a partir de la aplicación de CASES (2008). Para valorar las emisiones de partículas en suspensión PM se opta por el dato referido a aquellas de un diámetro inferior a 10µm²³³, por incluir una mayor tipología más allá de las de 2,5µm y presentar un valor monetario más elevado, aplicando el criterio de mayor aversión al riesgo.

El coste de radioactividad (Rad_t) es calculado como el valor medio de los valores mínimo y máximo del intervalo propuesto por Bennink *et al.* (2010) para los escenarios de costes bajos y elevados de esta externalidad (en €/MWh). Para el coste de disposición de la tierra para el cultivo de la biomasa ($Cult_t$) se asume el dato propuesto por la publicación de Bennink *et al.* (2010).

A través del coste de accidentes en planta tecnológica (Acc_t) se expresa el coste variable asignado a los daños potenciales por accidentes que puede provocar cada tecnología. En el caso de planta tecnológica no renovable se recurre al valor medio de los valores mínimo y máximo del intervalo propuesto por Bennink *et al.* (2010) para los escenarios de costes bajos y

²³³ Micrómetros.

elevados de las distintas externalidades. En cuanto a los costes por accidente en planta renovable se asigna un coste cero. Bennink *et al.* (2010) asumen que para la tecnología biomasa no hay accidentes mortales relevantes asociados al ciclo de vida de la tecnología, mientras que para la energía eólica lo reducido del valor de la estimación²³⁴ de los daños (no sobrepasaban el 1% del precio de la electricidad) llevaría a considerarlos inexistentes. Sin embargo con la idea de mejorar la coherencia del modelo y atendiendo a lo recogido²³⁵ por Eyre (1997) se decidió incorporar un coste agregado de externalidad para las tecnologías renovables no emisoras. Éste se corresponde con el peso relativo que supone el coste de externalidad sobre el de producción de cada tecnología renovable en Porchia y Bigano (2008)²³⁶ (Tabla 16).

Tipo de tecnología	% del Coste de externalidad en relación con el coste de producción
Eólica <i>on-shore</i>	1,68%
Eólica <i>off-shore</i>	1,47%
Solar Fotovoltaica	0,25%
Gran Hidráulica	0,58%
Mini Hidráulica	0,79%

Tabla 16.- Factores de coste de externalidad por tecnología sobre el coste de producción. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos en Porchia y Bigano (2008).

²³⁴ El valor de los accidentes para la tecnología eólica se estimó en 0,39 mECU/kWh en EC (1995).

²³⁵ Eyre (1997) recoge entre las externalidades para las renovables: ruido, impactos visuales y sobre el disfrute medioambiental e impactos relacionados con el proceso de fabricación de plantas renovables (emisión de gases).

²³⁶ En Markandya (2012) se pueden encontrar datos agregados para los costes de externalidad para las tecnologías renovables por producción de electricidad en la UE-27.

Los datos del coste por tecnología se recogen en la siguiente Tabla 17.

Costes por Tecnología (€/MWh)	Nuclear	Carbón	Carbón con CAC	Gas Natural	Gas Natural con CAC	Petróleo	Eólica <i>on-shore</i>	Gran Hidráulica	Mini Hidráulica	Eólica <i>off-shore</i>	Biomasa	Solar Fotovoltaica
Costes de Producción												
Inversión	9,17	8,24	14,42	9,89	20,67	23,58	26,67	26,63	29,96	28,57	20,44	170,21
O&M	10,24	9,89	21,63	9,89	20,67	16,27	22,00	11,98	12,98	33,21	9,20	29,79
Combustible	7,48	15,75	20,79	10,11	11,78	39,66	0,00	0,00	0,00	0,00	66,93	0,00
Complementario	3,15	N/D	19,07	N/D	9,25	N/D	12,03	N/D	N/D	12,03	N/D	12,03
=Total	30,04	33,88	75,91	29,89	62,38	79,50	60,69	38,62	42,95	73,81	96,58	212,03
Costes de Externalidad												
CO ₂	N/D	18,35	2,52	8,90	1,22	13,66	N/D	N/D	N/D	N/D	0,05	N/D
SO ₂	N/D	0,58	0,17	0,07	0,08	0,44	N/D	N/D	N/D	N/D	1,20	N/D
NO _x	N/D	1,51	1,44	2,11	2,35	1,13	N/D	N/D	N/D	N/D	3,30	N/D
PM	N/D	0,27	0,22	0,03	0,03	0,20	N/D	N/D	N/D	N/D	5,46	N/D
Radioactividad	4,16	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Cultivo-uso de la tierra	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	3,43	N/D
Accidente en Planta Tecnológica	23,00	0,06	0,06	0,09	0,09	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
=Total	27,16	20,78	4,42	11,20	3,77	15,42	0,98	0,22	0,34	1,06	12,87	0,52
Coste Total de Generación por Tecnología												
=Total Coste de Generación	57,20	54,65	80,33	41,09	66,15	94,93	61,68	38,84	43,28	74,87	109,45	212,55

Tabla 17.- Costes por tecnología. Fuente: Elaboración propia.

5.6.2. Cálculo de los riesgos de las tecnologías

El riesgo de las tecnologías y de las carteras es definido en términos de producción²³⁷ (€/MWh). Los datos consultados para el cálculo de los riesgos de las tecnologías del modelo provienen, del mismo modo que para el cálculo de los costes, de diferentes fuentes de relevancia internacional y de reciente publicación (Tabla 18).

Fuentes consultadas para el cálculo de los riesgos							
Tipos de coste	Costes de Producción: Inversión, O&M, Combustible	Costes Complementarios		Costes de Externalidad			
		Tecnología	Fuente	Tipo de coste	Fuente	Tipo de coste	Fuente
Nuclear	Awerbuch y Yang (2007) y Allan <i>et al.</i> (2011)	Desmantelamiento de la planta y tratamiento de residuos	IEA-ETSAP (2010). E-03 Nuclear Power	Pérdidas radioactivas en el proceso completo de generación de electricidad	Bennink <i>et al.</i> (2010)	Accidente potencial en planta tecnológica	Bennink <i>et al.</i> (2010)
Carbón		N/D		Costes de emisión de gases contaminantes por tecnología de generación	CO ₂ : Awerbuch y Yang (2007) SO ₂ , NO _x y PM: EC (2005e)		
Gas Natural		N/D					
Carbón con CAC		Transporte de CO ₂ y almacenamiento oceánico mediante buque	IPCC (2005a)				
Gas Natural con CAC		N/D		Coste Global de Externalidad	N/D		
Petróleo		N/D					
Biomasa		N/D		Coste Global de Externalidad	N/D		
Gran Hidráulica y Mini Hidráulica		N/D					
Eólica <i>On-shore</i>		Intermitencia	Awerbuch y Yang (2007); Jansen <i>et al.</i> (2006); Awerbuch <i>et al.</i> (2008)				
Eólica <i>Off-shore</i>							
Solar Fotovoltaica							

Tabla 18.- Fuentes consultadas para el cálculo de los riesgos de las tecnologías. Fuente: Elaboración propia.

Las fuentes consultadas no ofrecen series de datos históricos sobre las variaciones de los tipos de coste considerados. En el caso de los costes de producción ($Inv_t, O\&M_t, Comb_t$) la no disposición de series de datos de producción es solventada mediante la asunción de los datos de riesgo y de coeficientes de correlación entre costes de O&M de Awerbuch y Yang (2007) (Tabla 19). Se procede del mismo modo que en los últimos trabajos publicados (Allan *et al.*,

²³⁷ La transformación en términos de potencia de los resultados obtenidos se realiza atendiendo a las horas de operación anuales por tecnología (calculadas a partir de IEA, 2011 y 2012).

2011; Delarue *et al.*, 2011; Arnesano *et al.*, 2012), como se apuntó en el apartado 5.4.2 de esta tesis.

Tecnología/Riesgo	Inversión	O&M	Combustible	CO ₂
Nuclear	0,23	0,06	0,24	0,00
Carbón	0,23	0,05	0,14	0,26
Carbón con CAC	0,23	0,05	0,14	0,26
Gas Natural	0,15	0,11	0,19	0,26
Gas Natural con CAC	0,15	0,11	0,19	0,26
Petróleo	0,23	0,24	0,25	0,26
Eólica <i>on-shore</i>	0,05	0,08	0,05	0,00
Gran Hidráulica	0,38	0,15	0,19	0,00
Mini Hidráulica	0,10	0,15	0,20	0,00
Eólica <i>off-shore</i>	0,10	0,08	0,04	0,00
Biomasa	0,20	0,11	0,18	0,26
Solar Fotovoltaica	0,05	0,03	0,05	0,00

Tabla 19.- Riesgos de los costes de producción por tecnología. Expresados en tanto por uno. Fuente: Awerbuch y Yang (2007).

Así mismo en este trabajo se opta por seguir el planteamiento de Awerbuch y Yang (2007), Zhu y Fan (2010) y de Allan *et al.* (2011) respecto a los riesgos del coste de combustible ($Comb_t$) y de coste de emisión de CO₂ (CO_2) de las energías renovables. Los autores asumen que estos riesgos son nulos (valor cero), basándose en la asunción del consumo nulo de combustible y la emisión nula de CO₂ de las energías renovables (excepto para la biomasa). De esta forma se desecha la propuesta de Arnesano *et al.* (2012) que consideran que existe riesgo de combustible (con valor igual a la desviación típica del factor de capacidad) y riesgo del coste del CO₂ (igual al del resto de tecnologías).

Sin embargo Jansen *et al.* (2006) cuestionan la validez de la utilización de los datos de Awerbuch y Yang (2007), basados en el cálculo de la desviación típica de las variaciones relativas de costes por período. Argumentan que debido a que son expresivos de una variación porcentual -así como la de su desviación típica- éstos carecen de dimensión monetaria. Por ello en el modelo propuesto se aplica el criterio basado en la multiplicación de los datos de Awerbuch y Yang (2007) por los costes de cada uno de los conceptos de la función de costes del estudio (resultando en €/MWh). Con ello se logra compensar la ausencia de dimensión monetaria del valor de la desviación típica de las variaciones relativas de costes por período.

Para el cálculo del riesgo del coste complementario ($Compl_t$) para la energía nuclear y la tecnología CAC se asume un comportamiento uniforme²³⁸ de las distribuciones de coste (IPCC,

²³⁸ Se toman por ello el valor máximo y mínimo del intervalo de costes.

2005a; IEA-ETSAP, 2010) (Tabla 18). El riesgo del coste de intermitencia es calculado mediante la desviación típica de los datos recogidos en la literatura (Tabla 18).

El riesgo del coste de externalidad se define de forma distinta al del resto de costes ya que no está vinculado con movimientos en el mercado, sino que se relaciona con la incertidumbre debida al “insuficiente conocimiento científico” (EC, 2005, p. 240). Se trata de un condicionante exclusivamente científico y no relacionado con tensiones entre oferta y demanda, que puede ser atenuado mediante un mayor conocimiento de la situación objeto de estudio. Por ello, para obtener el dato del riesgo del coste de emisión de los distintos GPEDMASH se asume el valor propuesto en el estudio de ExternE (EC, 2005e)²³⁹ en relación con la incertidumbre referente a la estimación de los costes por GPEDMASH de los daños producidos (en € por kg de GPEDMASH emitido). El riesgo de radioactividad y el de accidentes en planta tecnológica es calculado a partir de la desviación típica de una distribución uniforme. Se toman para ello el valor máximo y mínimo del intervalo de costes ofrecido por Bennink *et al.* (2010) relativo a dos escenarios de costes, mínimos y máximos. Para el riesgo del coste de uso y disposición de la tierra para el cultivo de la biomasa se calcula la desviación típica a partir de los valores recogidos en Bennink *et al.* (2010)²⁴⁰. El riesgo del coste global de externalidad para las energías renovables se asume nulo, debido a la inexistencia de datos desagregados por tecnología.

²³⁹ Se asumen los datos de desviación geométrica como de desviación típica.

²⁴⁰ El valor obtenido es multiplicado por 8, por ser éstos los metros cuadrados necesarios para producir la biomasa necesaria para generar 1MWh.

La Tabla 20 recoge los riesgos de los distintos tipos de coste.

Riesgo por Tecnología (€/MWh)	Nuclear	Carbón	Carbón con CAC	Gas Natural	Gas Natural con CAC	Petróleo	Eólica on-shore	Gran Hidráulica	Mini Hidráulica	Eólica off-shore	Biomasa	Solar Fotovoltaica
Riesgo de los costes de Producción												
Inversión	2,11	1,90	3,32	1,48	3,10	5,42	1,33	10,12	3,00	2,86	4,09	8,51
O&M	0,56	0,53	1,17	1,04	2,17	3,94	1,76	1,83	1,99	2,66	0,99	1,01
Combustible	1,80	2,20	2,91	1,92	2,24	9,92	N/D	N/D	N/D	N/D	12,05	0,00
Complementario	0,29	N/D	5,00	N/D	5,00	N/D	6,07	N/D	N/D	6,07	N/D	6,07
Riesgo de los costes de Externalidad												
CO ₂	N/D	4,77	0,66	2,31	0,32	3,55	N/D	N/D	N/D	N/D	0,01	N/D
SO ₂	N/D	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	N/D	N/D	N/D	N/D	3,13	N/D
NO _x	N/D	3,26	3,26	3,26	3,26	3,26	N/D	N/D	N/D	N/D	3,26	N/D
PM	N/D	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	N/D	N/D	N/D	N/D	2,65	N/D
Radioactividad	2,39	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	0,00	N/D
Cultivo-uso de la tierra	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	1,07	N/D
Accidente en Planta Tecnológica	6,64	0,14	0,14	0,04	0,04	0,14	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Correlación entre coste de combustible y de emisión de CO ₂												
Combustible-CO ₂	0,00	20,8	3,78	8,63	1,37	64,8	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,12	0,00
Riesgo Total de Generación por Tecnología												
Desviación Típica	7,61	8,93	8,80	6,95	8,56	15,76	6,46	10,29	3,59	7,21	13,83	10,50

Tabla 20.- Riesgo de los tipos de costes por tecnología. Fuente elaboración propia.

Como se avanzó en el punto 5.4.2 en este estudio se siguen las propuestas de Allan *et al.* (2011) y Arnesano *et al.* (2012) en relación con la existencia de correlación entre dos tecnologías. En ambos casos, debido a la dificultad a la hora de encontrar datos disponibles, se asumen los datos de los coeficientes de correlación entre costes de O&M de Awerbuch y Yang (2007). Para los datos de correlación entre los costes de combustible de dos tecnologías y los costes de combustible y de emisiones de CO₂ para una misma tecnología se emplean las propias series de datos históricos de precios para calcularlos. En el estudio los datos proceden de fuentes diversas para los tipos de coste (BP, 2011; SENDECO2, 2012) y la página web de Uranium Miners²⁴¹. En la Tabla 21 se pueden observar los de combustibles/emisión de CO₂ calculados y en la Tabla 22 los coeficientes de correlación de O&M.

Coeficientes de correlación entre costes de combustible y de emisión de CO ₂	Uranio	Carbón	Gas Natural	Petróleo	Biomasa	CO ₂
Uranio	1,00	0,97	0,99	0,88	-0,31	0,89
Carbón	0,97	1,00	0,92	0,97	-0,53	0,99
Gas Natural	0,99	0,92	1	0,79	-0,15	0,97
Petróleo	0,88	0,97	0,79	1	-0,72	0,92
Biomasa	-0,31	-0,53	-0,15	-0,72	1	-0,40
CO ₂	0,89	0,99	0,97	0,92	-0,40	1

Tabla 21.- Coeficientes de correlación entre costes de combustible y entre estos y los costes de emisión de CO₂. Fuente: Elaboración propia.

²⁴¹ Datos sobre el precio del uranio disponibles en: http://www.uraniumminer.net/market_price.htm

Coefficientes de correlación entre costes de O&M	Nuclear	Carbón	Carbón con CAC	Gas Natural	Gas Natural con CAC	Petróleo	Eólica <i>on-shore</i>	Gran Hidráulica	Mini Hidráulica	Eólica <i>off-shore</i>	Biomasa	Solar Fotovoltaica
Nuclear	1,00	0,00	0,00	0,24	0,24	-0,17	-0,07	-0,41	-0,41	-0,07	0,65	0,35
Carbón	0,00	1,00	1,00	0,25	0,25	-0,18	-0,22	0,03	0,03	-0,22	0,18	-0,39
Carbón con CAC	0,00	1,00	1,00	0,25	0,25	-0,18	-0,22	0,03	0,03	-0,22	0,18	-0,39
Gas Natural	0,24	0,25	0,25	1,00	1,00	0,09	0	-0,04	-0,04	0,00	0,32	0,05
Gas Natural con CAC	0,24	0,25	0,25	1,00	1,00	0,09	0	-0,04	-0,04	0,00	0,32	0,05
Petróleo	-0,17	-0,18	-0,18	0,09	0,09	1,00	-0,58	-0,27	-0,27	-0,58	0,01	-0,04
Eólica <i>on-shore</i>	-0,07	-0,22	-0,22	0,00	0,00	-0,58	1,00	0,29	0,29	1,00	-0,18	0,05
Gran Hidráulica	-0,41	0,03	0,03	-0,04	-0,04	-0,27	0,29	1,00	1,00	0,29	-0,18	0,30
Mini Hidráulica	-0,41	0,03	0,03	-0,04	-0,04	-0,27	0,29	1,00	1,00	0,29	-0,18	0,30
Eólica <i>off-shore</i>	-0,07	-0,22	-0,22	0,00	0,00	-0,58	1,00	0,29	0,29	1,00	-0,18	0,05
Biomasa	0,65	0,18	0,18	0,32	0,32	0,01	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	1,00	0,25
Solar Fotovoltaica	0,35	-0,39	-0,39	0,05	0,05	-0,04	0,05	0,3	0,3	0,05	0,25	1,00

Tabla 22.- Coeficientes de correlación entre costes de O&M. Fuente: Elaboración propia a partir de datos contenidos en Awerbuch y Yang (2007).

5.6.3. Carteras IEA.UE-27

Las carteras IEA.UE-27 presentan tres escenarios para cada uno de los horizontes estudiados 2020 y 2030: *Políticas Actuales*, *Nuevas Políticas* y *450*. Como se indicó en el apartado 2.4.1 de esta tesis, el primer escenario considera la continuidad de las políticas, gubernamentales y de la Unión Europea, establecida en 2011 y 2012. El escenario de *Nuevas Políticas* se basa en la aplicación del marco legal para mejorar la seguridad energética y luchar contra el cambio climático. El tercer escenario, el *450*, es representativo de aquel en el que se aplican las políticas climáticas necesarias para conseguir un incremento promedio de la temperatura de 2°C sobre los niveles pre-industriales como resultado del calentamiento global. Las carteras IEA.UE-27 para los diferentes escenarios y horizontes pueden observarse en la Ilustración 26.

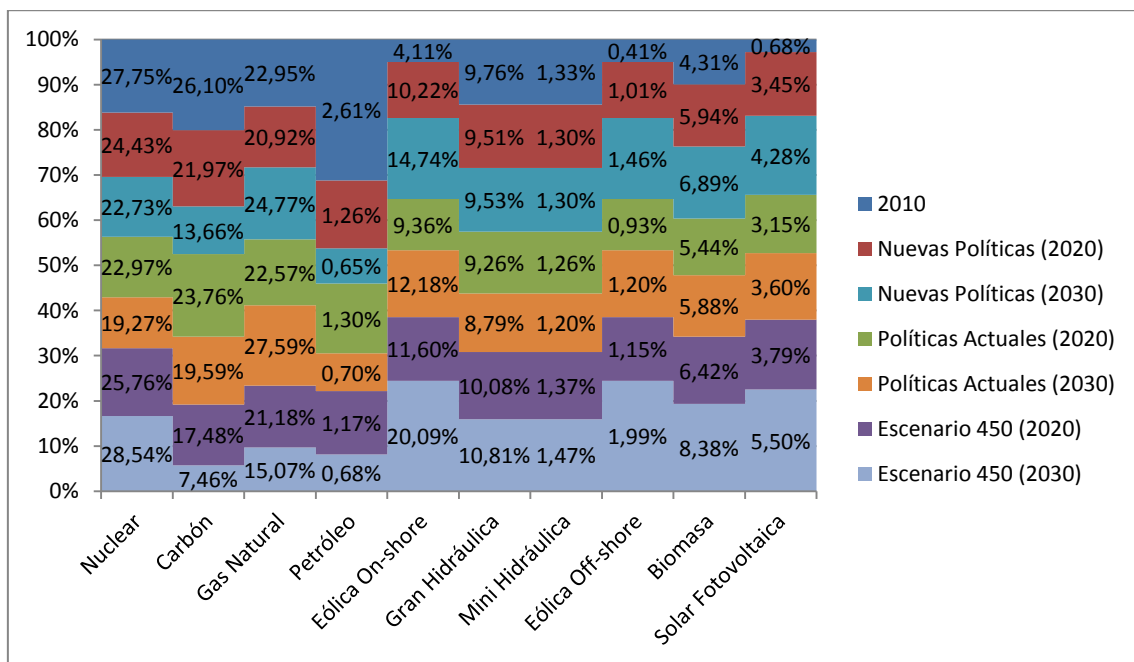


Ilustración 26.- Carteras de producción de electricidad IEA.UE-27 por tecnología. Año 2010 y horizontes 2020 y 2030. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IEA (2012).

Las tecnologías renovables aumentarían su peso en la cartera, pasando de un 20,6% en 2010 a un valor entre el 29% y el 34% en 2020 y entre el 33% y el 48% en 2030 (Tabla 23). Destaca el aumento considerable de la energía eólica *on-shore* –de un 4% en 2010 a un valor entre el 9% y el 20%-. Así mismo la energía eólica *off-shore*, biomasa y solar fotovoltaica experimentan incrementos entre el doble y cuatro veces su valor en la cartera del año 2010. La consideración actual de la tecnología eólica *on-shore* como competitiva a nivel de costes con el resto de tecnologías no renovables de generación (IEA, 2012) unida a la previsible reducción de costes de estas tecnologías para 2020 y 2030 según los datos de las curvas de aprendizaje son claves para alcanzar estos valores de participación. En este sentido autores como Labandeira (2012) y Fouquet (2010) proponen como elemento indispensable para conseguir el cambio tecnológico

dentro de un escenario de bajas emisiones la necesidad de lograr un establecimiento y mantenimiento de precios de emisión únicos, elevados y globales dentro del RCDE-UE. De esta forma el atractivo de inversión en tecnologías con bajas emisiones como lo son las energías renovables se mantendría.

Cartera	Renovables	Basadas en combustibles fósiles (carbón, gas natural, petróleo)	Nuclear
Año 2010	20,59%	51,67%	27,75%
Horizonte 2020			
<i>Nuevas Políticas</i>	31,43%	44,14%	24,43%
<i>Políticas Actuales</i>	29,41%	47,63%	22,97%
<i>450</i>	34,41%	39,83%	25,76%
Horizonte 2030			
<i>Nuevas Políticas</i>	38,19%	39,08%	22,73%
<i>Políticas Actuales</i>	32,84%	47,89%	19,27%
<i>450</i>	48,24%	23,21%	28,54%

Tabla 23.- Porcentajes de participación por tipo de tecnologías en las carteras de producción de electricidad IEA.UE-27. Año 2010 y horizontes 2020 y 2030. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IEA (2012).

Las tecnologías que emplean combustibles fósiles, al contrario, pasarían de suponer un 51,7% en la cartera 2010 a un 40% (*Nuevas Políticas*) ó 23% (*450*) en 2030 (Tabla 23). Entre ellas, la tecnología de carbón presentaría la mayor reducción. De nuevo la reducción del peso de los combustibles fósiles en la cartera de la UE-27 se enmarca dentro de la política climática europea y de la implementación del RCDE-UE, que encarece el uso de estas tecnologías (IEA, 2011; Russ *et al.*, 2009).

La participación de la tecnología nuclear seguiría siendo importante y se mantendría en valores entre el 20 y el 28,5%. Las carteras de los escenarios *Políticas Actuales* y *Nuevas Políticas* recogen la menor participación nuclear en la UE-27 provocada por el menor grado de aceptación social posterior al accidente de Fukushima Daiichi. El escenario *450* toma esta tecnología como pilar en el que fundamentar el esfuerzo reductor de emisiones, alcanzando la mayor participación sobre el total de la cartera (Tabla 23).

En la Tabla 24 se presentan los datos correspondientes a las variables de coste y riesgo de las carteras IEA.UE-27 de producción de electricidad. En ella se puede observar que cuanto más distante es el horizonte, menor es el riesgo y mayor el coste de la cartera. Así mismo, se constata que cuanto más ambicioso es el nivel de protección ambiental, menor es el riesgo y mayor es el coste de la cartera.

Carteras IEA.UE-27	Riesgo	Coste
Año 2010	3,93	55,41
<i>Nuevas Políticas (2020)</i>	3,51	60,92
<i>Nuevas Políticas (2030)</i>	3,29	62,34
<i>Políticas Actuales (2020)</i>	3,58	59,89
<i>Políticas Actuales (2030)</i>	3,43	60,16
Escenario 450 (2020)	3,41	61,71
Escenario 450 (2030)	3,31	66,82

Tabla 24.- Coste y riesgo de las carteras IEA.UE-27 (en €/MWh). Año 2010 y horizontes 2020 y 2030.
Fuente: Elaboración propia.

Las carteras propuestas no presentan desagregados los datos de participación de las tecnologías CAC. Este hecho condiciona su definición en el estudio. Como resultado, los datos de las carteras IEA.UE-27 (2030) presentan un mayor coste y riesgo que aquellas que incorporan las tecnologías CAC.

El escenario *Base* del IPTS contempla la existencia del RCDE-UE así como las políticas climáticas en otras regiones, además de la crisis actual y la evolución del precio del petróleo. El escenario alternativo del IPTS, el de *Mitigación*, considera la hipótesis de que se alcanza el objetivo de limitar a 2°C la subida promedio de la temperatura, así como la existencia de un mercado imperfecto de certificados de emisión en el RCDE-UE.

5.6.4. Análisis de eficiencia

Una vez propuestos los modelos, definidas las variables y explicado el proceso de elaboración de datos se procede en este punto a exponer el procedimiento seguido para realizar el estudio de eficiencia coste-riesgo a partir de los resultados obtenidos.

Las carteras solución ofrecidas por el modelo pueden ser representadas en ejes de coordenadas cartesianas. El conjunto de carteras que hacen mínimo el riesgo para un coste dado, forman la denominada frontera eficiente. Esta frontera tiene forma de curva cóncava, al contrario que la representación tradicional convexa del planteamiento de Markowitz, basada en el rendimiento de activos financieros en lugar de su coste. Si en el gráfico se representa el riesgo en abscisas y el coste en ordenadas, la frontera eficiente estaría delimitada, como se comentó anteriormente, por la izquierda por la cartera de mínimo riesgo absoluto –aquella eficiente con el menor riesgo posible-, y por la derecha por la cartera de mínimo coste absoluto –aquella eficiente con el menor de los costes posible-. Por tanto no formarían parte de la frontera eficiente aquellas carteras que a igualdad de riesgo presentaran un coste mayor, o a igualdad de coste presentaran un riesgo mayor. Las carteras ineficientes, pues, estarían pues situadas por encima de la frontera de carteras eficientes.

De acuerdo con este planteamiento, el análisis de carteras se propone en términos de proximidad a la frontera eficiente así como de composición o participación de las diferentes tecnologías.

El estudio de la eficiencia de las carteras IEA.UE-27 se centra en el análisis en las cinco carteras eficientes más relevantes: la cartera de mínimo coste absoluto, la cartera de mínimo riesgo absoluto, la cartera que presenta el mismo coste que la IEA.UE-27 pero un menor riesgo, aquella que se caracteriza por el mismo riesgo que la IEA.UE-27 y un menor coste y la cartera que se sitúa entre la cartera IEA.UE-27 y el origen (0,0) (Ilustración 27).

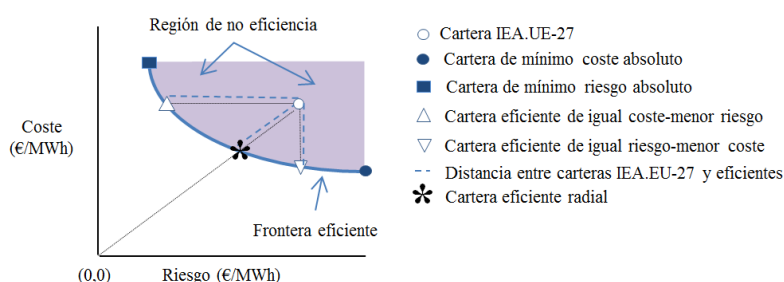


Ilustración 27.- Localización de las carteras analizadas. Fuente: Elaboración propia.

Se propone el uso de una medida²⁴² que permita comparar las distancias de las carteras IEA.UE-27 con las carteras que forman la frontera eficiente. Para ello se opta por la expresión matemática de diferencia entre dos puntos:

$$\text{Distancia entre dos carteras} = [(C_a - C_b)^2 + (R_a - R_b)^2]^{1/2} \quad (\text{Ex. 5.23})$$

En la que C representaría el coste, R el riesgo de cada dos carteras (a y b). Como se comentó anteriormente se propone una medición radial de la distancia entre la cartera IEA.UE-27 y el origen. En función de su situación en el mapa, la recta imaginaria que los une cortaría a la curva de carteras eficientes en un punto, coincidente con el de una cartera eficiente, denominada eficiente-radial. Esta última medida permite comparar la distancia que separa de la eficiencia a las carteras propuestas por la IEA. De esta forma una vez que se identifica la cartera eficiente-radial, la distancia entre ésta y la cartera IEA.UE-27 indicará la mayor o menor proximidad a la eficiencia de la cartera IEA.UE-27 (Ilustración 27).

5.6.5. Nivel de cumplimiento conjunto de los objetivos de reducción

El análisis de las distancias presentado tiene en cuenta el coste-riesgo de las carteras. Con el ánimo de enriquecer el planteamiento se propone incluir una medida relativa al grado de

²⁴² Se ha de advertir que la diferente cuantificación de los dos conceptos (el coste con un intervalo entre los 40-80 €/MWh y el riesgo con otro escaso entre los 2 y los 4€/MWh) conduce a medidas dispares, según se trate de diferencias en el coste o en el riesgo.

cumplimiento conjunto de los objetivos de reducción de emisiones para cada cartera. Esta medida obedece a la siguiente expresión matemática:

$$\begin{aligned} \text{Nivel de alejamiento del objetivo conjunto de reducción de emisiones} &= \quad (\text{Ex. 5.24}) \\ &= (\text{Factor de Emisión de } CO_2 - \text{Límite de Emisión de } CO_2) / \text{Límite de Emisión de } CO_2 \\ &+ (\text{Factor de Emisión de } SO_2 - \text{Límite de Emisión de } SO_2) / \text{Límite de Emisión de } SO_2 \\ &+ (\text{Factor de Emisión de } NO_x - \text{Límite de Emisión de } NO_x) / \text{Límite de Emisión de } NO_x \\ &+ (\text{Factor de Emisión de } PM - \text{Límite de Emisión de } PM) / \text{Límite de Emisión de } PM \end{aligned}$$

Se propone medir el denominado nivel de alejamiento del objetivo medioambiental conjunto de reducción de emisiones de la cartera. Su cálculo reside en la suma de las diferencias entre el factor de emisión de cada GPEDMASH y su límite de emisión propuesto por objetivo de reducción, ponderado por el propio límite de emisión de cada GPEDMASH. Su obtención por cartera y por escenario de reducción ofrece una medida objetiva a la hora de establecer qué cartera en su conjunto emite menos GPEDMASH (se aleja menos del objetivo). El valor mínimo que sería posible alcanzar con esta medida sería de -4 y corresponde con la suma de cuatro valores -1, lo que equivaldría a suponer una emisión nula de cada GPEDMASH por cartera.

5.7. Resumen y conclusiones

La teoría de carteras puede resultar una metodología válida y contrastada para evaluar carteras de activos y de producción de electricidad. Realizar el análisis desde la consideración simultánea del coste y el riesgo confiere al planteamiento una mayor capacidad y riqueza conceptual que la que aporta la perspectiva simple del menor coste individual por tecnología.

El objetivo perseguido con los modelos de cartera aquí propuestos es la generación de carteras de producción de electricidad eficientes. Las carteras eficientes que generan los modelos forman la denominada frontera eficiente. Esta frontera está delimitada a la izquierda por la cartera de mínimo riesgo absoluto y a la derecha por la de mínimo coste absoluto. Las carteras eficientes son aquellas que minimizan el coste para un nivel de riesgo determinado, o minimizan el riesgo para un coste dado. Son carteras que lograrían maximizar el bienestar social, ya que se minimizaría el coste o el riesgo social derivado de la producción de electricidad.

El estudio persigue además la evaluación de la eficiencia de las carteras IEA.UE-27 de producción de electricidad para los tres horizontes. El análisis de la eficiencia de coste-riesgo se articula a través del cálculo de las distancias existentes entre las carteras de la IEA.UE-27 y las eficientes generadas por el modelo: de mínimo riesgo absoluto, de mínimo coste absoluto,

de igual coste-menor riesgo, de igual riesgo-menor coste y su eficiente-radial (aquella que se encontraría situada en la cartera eficiente entre la cartera IEA.UE-27 y el origen).

Se proponen tres modelos de optimización de carteras. El primero de ellos incluye tan sólo las restricciones básicas del modelo de Markowitz. El segundo – modelo Tecnológico- se completa con la definición de restricciones en forma de límites de participación de las tecnologías en función de las perspectivas de desarrollo tecnológico en la UE-27 para los distintos horizontes. El tercero de los modelos –Medioambiental- incorpora, además de las restricciones tecnológicas, límites para los factores de emisión por escenarios de reducción mínima, media y máxima de GPEDMASH. Las restricciones de tipo tecnológico permiten el diseño de carteras realistas en cuanto a proyecciones de participación de las distintas tecnologías, y las de emisiones conducen a carteras que además respetan por escenario el cumplimiento del denominado factor de emisión. Con el modelo Medioambiental se pretende la evaluación de la eficiencia desde una triple perspectiva: coste-riesgo y protección medioambiental.

A diferencia de la mayoría de los modelos revisados en la literatura, los propuestos en este trabajo se fundamentan en la inclusión de la totalidad de los costes. Se pretende, por tanto, una asignación realista de los recursos y corregir el posible fallo de mercado existente. Además de los tradicionales de producción se incluyen los costes relativos a las emisiones de GPEDMASH (CO_2 , SO_2 , NO_x y PM), a la radioactividad, a posibles accidentes de plantas tecnológicas y al uso de la tierra para cultivo de biomasa. Otra novedad está en la medición del riesgo de cada tecnología a través de la suma no ponderada de las varianzas y covarianzas de los componentes del coste total de generación. Se considera, por tanto, la variabilidad de los diferentes componentes de los costes así como las correlaciones existentes entre ellos.

La primera consecuencia de esta opción metodológica es el incremento de los costes totales de las tecnologías contaminantes –que emplean combustibles fósiles y energía nuclear-. Se penaliza así la producción basada en el consumo de combustibles fósiles y en tecnología nuclear para primar la generación a través de fuentes renovables. Las tecnologías renovables (con costes de producción elevados y escasas externalidades) se convierten en alternativas competitivas.

Además la introducción y el incremento del peso de las tecnologías renovables reducen el riesgo de la cartera –debido a sus coeficientes de correlación nulos para los costes de combustible y los de emisiones de CO_2 -. Las energías renovables son tecnologías preferentes tanto desde el punto de vista del coste como del riesgo.

Por otro lado, operar con la suma no ponderada de las varianzas y covarianzas para el cálculo del riesgo por tecnología conduce a valores superiores y metodológicamente más apropiados en términos de cálculo del riesgo de todas las tecnologías.

6. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE LAS CARTERAS IEA.UE-27 PARA LOS HORIZONTES 2020 Y 2030

El presente capítulo se estructura a partir de los tres modelos propuestos: Markowitz Puro, Tecnológico y Medioambiental. El orden de exposición de los modelos se debe a la propia composición de los mismos. De esta forma el modelo Markowitz Puro es el modelo inicial, el Tecnológico incorpora sobre la base del modelo de Markowitz Puro restricciones sobre la participación máxima de las tecnologías propuestas, y a su vez el Medioambiental incluye además de las restricciones sobre el peso de las tecnologías otras sobre los límites máximos de los factores de emisión de la cartera. Cada uno es aplicado a las tres referencias temporales señaladas, los años 2010, 2020 y 2030. Las carteras IEA.UE-27 analizadas son la del año 2010 y las de los escenarios *Nuevas Políticas*, *Políticas Actuales* y *450* para los horizontes 2020 y 2030. La implementación de los modelos se realiza a través de la herramienta Solver de Excel.

6.1. Modelo Markowitz Puro

El modelo Markowitz Puro tan sólo incorpora las restricciones básicas de la teoría de carteras: coste esperado de la cartera igual a un valor preestablecido, no negatividad de las variables y sumatorio de las mismas igual a la unidad. Por ello el planteamiento matemático es el mismo para las tres referencias temporales consideradas: 2010, 2020 y 2030.

En la Ilustración 28 se pueden observar dos fronteras eficientes: una para los años 2010 y 2020 y otra para el horizonte 2030. El hecho de que las fronteras eficientes sean las mismas para 2010 y 2020 se debe a la suposición adoptada en el modelo, y señalada en el apartado 5.6.1, de invariabilidad del número de tecnologías disponibles y de los costes que las definen. La frontera de 2030 es diferente porque incorpora dos nuevas tecnologías, las de CAC: carbón con CAC y gas natural con CAC. Por ello la frontera se desplaza hacia la izquierda –indicativo de un menor riesgo- y se amplía hacia arriba –lo que supone hablar de mayores valores para el coste de la cartera-.

En la señalada Ilustración 28 se puede observar también cómo la totalidad de las carteras IEA.UE-27 (2010, 2020 y 2030) están localizadas a la derecha de la frontera eficiente, esto es, en la región de ineficiencia. Sería necesario un cambio en las participaciones de las tecnologías de las carteras para conseguir que se acercaran a la eficiencia.

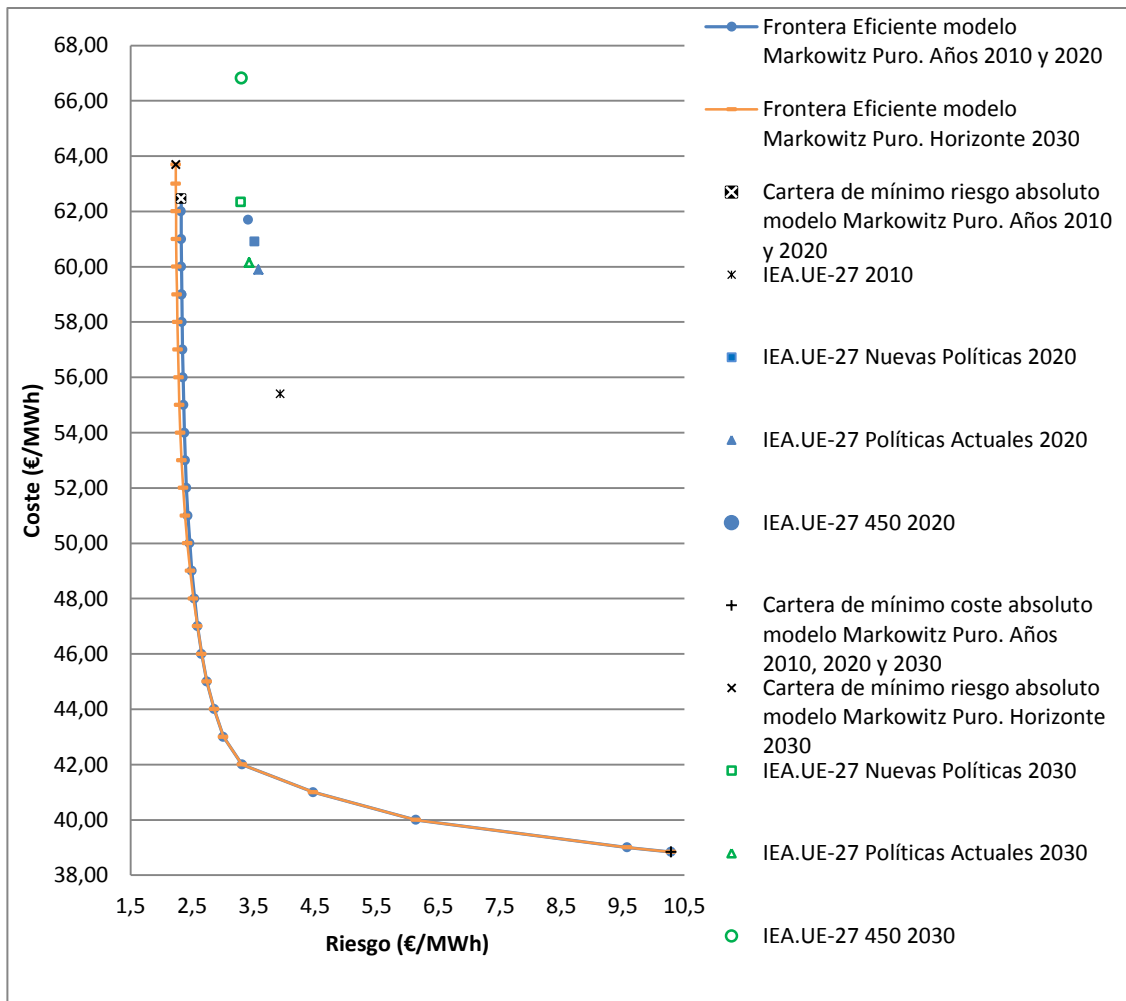


Ilustración 28.- Fronteras eficientes modelo Markowitz Puro. Año 2010 y horizontes 2020 y 2030. Carteras IEA.UE-27 y carteras de mínimo coste y mínimo riesgo absolutos. Fuente: Elaboración propia.

La inexistencia de límites máximos de participación para las distintas tecnologías va a conducir a que el modelo ofrezca como carteras eficientes aquellas compuestas por tecnologías que participan muy por encima de su peso razonable desde un punto de vista técnico y de capacidad instalada. Este sería el caso de carteras eficientes compuestas por una o dos tecnologías. Una cartera compuesta íntegramente por un número muy reducido de tecnologías no es viable desde el punto de vista de la seguridad de suministro ya que obligaría a una dependencia excesiva de un tipo de combustible o recurso natural y condicionaría en exceso la producción de electricidad de un territorio.

6.1.1. Año 2010

Como recoge la Tabla 25 la cartera IEA.UE-27 2010 está alejada de la eficiencia, según se atiende a las distancias existentes entre ésta y las carteras eficientes.

Modelo Markowitz Puro Año 2010	Riesgo (€/MWh)	Coste (€/MWh)	Distancia con la cartera IEA.UE-27	Distancia relativa entre carteras ²⁴³
IEA.UE-27	3,932	55,41		
Eficiente-radial	3,034	42,86	12,58	22,68%
Mínimo coste absoluto	10,285	38,84	17,74	
Igual coste-menor riesgo	2,360	55,41	1,57	
Igual riesgo-menor coste	3,932	41,39	14,02	
Mínimo riesgo absoluto	2,322	62,46	7,24	

Tabla 25.- Definición de la cartera IEA.UE-27 2010 y carteras eficientes del modelo Markowitz Puro.
Fuente: Elaboración propia.

En caso de buscar con este modelo carteras eficientes con menor riesgo que la cartera IEA.UE-27 de 2010 -de igual coste y menor riesgo o de mínimo riesgo absoluto- sería necesario incrementar la participación de la tecnología mini hidráulica hasta valores cercanos al 40% del total de la cartera, seguido por la energía eólica *off-shore* (8%) y la energía solar fotovoltaica (5%) (Tabla 26). Todos estos incrementos dan lugar a carteras muy arriesgadas desde el punto de vista técnico y pueden considerarse no viables.

Por tecnologías, las energías renovables son preferidas en términos de riesgo frente a la energía nuclear o las que emplean combustibles fósiles, que ven reducida su participación en gran medida. La razón hay que buscarla en el efecto positivo de la ausencia de correlación entre los costes de combustible de las energías renovables, junto con lo reducido de sus coeficientes de correlación para los costes de O&M. Según lo apuntado la cartera IEA.UE-27 podría ganar en eficiencia minimizando el riesgo a través de la reducción de la participación de las tecnologías fósiles (de un 52% a un 19%) y de la nuclear (de 28 a un 9%), y del aumento de la participación de las renovables (de un 21% a un 73%) (Tabla 26).

Modelo Markowitz Puro Año 2010	Nuclear	Carbón	Gas Natural	Petróleo	Eólica <i>on-shore</i>	Gran Hidráulica	Mini Hidráulica	Eólica <i>off-shore</i>	Biomasa	Solar Fotovoltaica
IEA.UE-27	27,75%	26,10%	22,95%	2,61%	4,11%	9,76%	1,33%	0,41%	4,31%	0,68%
Eficiente-radial	1,24%	2,14%	20,94%	0,00%	0,00%	8,53%	67,16%	0,00%	0,00%	0,00%
Mínimo coste absoluto	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Igual coste-menor riesgo	8,73%	6,23%	10,70%	2,40%	11,28%	4,06%	43,35%	7,73%	4,34%	1,18%
Igual riesgo-menor coste	0,00%	0,00%	35,15%	0,00%	0,00%	25,29%	39,55%	0,00%	0,00%	0,00%
Mínimo riesgo absoluto	8,45%	6,04%	9,44%	3,14%	11,31%	3,61%	39,61%	8,54%	5,23%	4,62%

Tabla 26.- Definición de las carteras eficientes y de la IEA.UE-27 2010 en función de los porcentajes de participación por tecnologías. Fuente: Elaboración propia.

²⁴³ La distancia relativa se obtiene como: $\frac{\text{distancia entre la cartera IEA.UE-27 y la eficiente-radial}}{\text{distancia entre IEA.UE-27 y el origen}}$.

Las carteras que ofrece el modelo con menores costes se caracterizan por estar participadas por un número reducido de tecnologías, todas ellas con costes reducidos. De hecho la de mínimo coste absoluto estaría compuesta al 100% por energía gran hidráulica –tecnología con el menor coste-. Le siguen en preferencia la tecnología de gas natural y mini hidráulica.

Si se observa la proporción “fósiles-renovables” de las carteras eficientes y de IEA.UE-27 2010, se observa cómo en ausencia de restricción alguna sobre la participación de las tecnologías se pasaría de un 52%-20% (IEA), a un 20%-70% (mínimo riesgo absoluto e igual coste-menor riesgo), o un 35%-65% (igual riesgo, menor coste). Los costes de las tecnologías basadas en combustibles fósiles y la energía nuclear se incrementan debido a la incorporación de las externalidades y presentan riesgos elevados, condicionados por las elevadas correlaciones entre los costes de combustibles. Por ello las tecnologías renovables ganan mayor presencia en la cartera.

6.1.2. Horizonte 2020

En 2020 la cartera IEA.UE-27 que presenta la menor distancia desde un punto de vista de eficiencia radial es la de *Políticas Actuales*, seguida por la 450 (Tabla 27), y es esta última la que menor distancia relativa muestra. Si la comparación se realiza teniendo en cuenta la distancia entre las diferentes carteras IEA.UE-27 con la cartera de mínimo coste absoluto, la más cercana vuelve a ser la de *Políticas Actuales* (22,10€/MWh; Tabla 27). Alternativamente en caso de realizar la comparación con la de mínimo riesgo absoluto, la más próxima a ésta sería la 450 (1,32€/MWh; Tabla 27). Por ello se podría concluir que la cartera IEA.UE-27 más próxima a la eficiencia difiere en función del objetivo a minimizar: del coste o del riesgo. Además en la medida en que se apueste por la cartera más respetuosa con el medio ambiente de la IEA, se estará acercando a la eficiencia en términos de riesgo. De forma contraria si se busca el menor coste, la cartera elegida será la de *Políticas Actuales*, indicativa de continuidad en las políticas aplicadas.

Modelo Markowitz Puro Horizonte 2020	Riesgo (€/MWh)	Coste (€/MWh)	Distancia con el origen	Distancia con IEA.UE- 27	Distancia relativa entre IEA.UE-27 y Eficiente-radial	Distancia con la de mínimo coste absoluto	Distancia con la de mínimo riesgo absoluto
IEA.UE-27 <i>NP</i> ²⁴⁴	3,510	60,92	61,02	N/D	N/D	23,09	1,95
IEA.UE-27 <i>PA</i> ²⁴⁵	3,578	59,89	60,00	N/D	N/D	22,10	2,86
IEA.UE-27 <i>450</i>	3,406	61,71	61,80	N/D	N/D	23,88	1,32
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>NP</i>	2,657	45,98	46,06	14,96	24,52%		
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>PA</i>	2,710	45,32	45,40	14,60	24,33%		
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>450</i>	2,593	46,96	47,03	14,77	23,90%		
Mínimo coste absoluto	10,285	38,84	40,18	N/D			
Igual coste-menor riesgo <i>NP</i>	2,324	60,92	60,96	1,19			
Igual coste-menor riesgo <i>PA</i>	2,328	59,89	59,94	1,25			
Igual coste-menor riesgo <i>450</i>	2,323	61,71	61,75	1,08			
Igual riesgo-menor coste <i>NP</i>	3,510	41,76	41,91	19,15			
Igual riesgo-menor coste <i>PA</i>	3,578	41,70	41,85	18,20			
Igual riesgo-menor coste <i>450</i>	3,406	41,88	42,02	19,83			
Mínimo riesgo absoluto	2,322	62,46	62,51	N/D			

Tabla 27.- Distancias de las carteras IEA.UE-27 2020 y carteras eficientes del modelo Markowitz Puro. Horizonte 2020. Fuente: Elaboración propia.

De nuevo las carteras que propone el modelo carecen de relevancia práctica, debido a que presentan participaciones muy elevadas de ciertas tecnologías –entre el 30% o el 50%- como la mini hidráulica y gran hidráulica o de gas natural ciclo combinado (Tabla 28)-. Lo mismo sucede con la cartera de igual coste-menor riesgo *450*, que presenta la menor distancia con la IEA.UE-27 *450* (1,08€/MWh; Tabla 27), ya que está compuesta por una participación de la energía mini hidráulica cercana al 40%, lo que la convertiría también en no relevante desde un punto de vista técnico. Así mismo la cartera que menor distancia presenta con la correspondiente eficiente de igual riesgo-menor coste, la cartera *Políticas Actuales*, no es viable debido a la elevada participación de las tecnologías hidráulicas –que suman casi un 70% del total- (Tabla 28).

²⁴⁴ *Nuevas Políticas.*

²⁴⁵ *Políticas Actuales.*

Modelo Markowitz Puro Horizonte 2020	Nuclear	Carbón	Gas Natural	Petróleo	Eólica <i>on-shore</i>	Gran Hidráulica	Mini Hidráulica	Eólica <i>off-shore</i>	Biomasa	Solar Fotovoltaica
IEA.UE-27 <i>NP</i>	24,43%	21,97%	20,92%	1,26%	10,22%	9,51%	1,30%	1,01%	5,94%	3,45%
IEA.UE-27 <i>PA</i>	22,97%	23,76%	22,57%	1,30%	9,36%	9,26%	1,26%	0,93%	5,44%	3,15%
IEA.UE-27 <i>450</i>	25,76%	17,48%	21,18%	1,17%	11,60%	10,08%	1,37%	1,15%	6,42%	3,79%
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>NP</i>	7,64%	5,56%	15,65%	0,00%	8,16%	5,98%	56,66%	0,35%	0,00%	0,00%
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>PA</i>	6,79%	5,11%	16,56%	0,00%	6,32%	6,42%	58,80%	0,00%	0,00%	0,00%
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>450</i>	8,17%	5,86%	14,74%	0,00%	9,19%	5,57%	54,08%	2,39%	0,00%	0,00%
Mínimo coste absoluto	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Igual coste-menor riesgo <i>NP</i>	8,52%	6,08%	9,72%	2,98%	11,31%	3,71%	40,42%	8,36%	5,04%	3,87%
Igual coste-menor riesgo <i>PA</i>	8,56%	6,11%	9,90%	2,87%	11,30%	3,78%	40,97%	8,24%	4,91%	3,37%
Igual coste-menor riesgo <i>450</i>	8,49%	6,06%	9,58%	3,06%	11,31%	3,66%	40,01%	8,45%	5,14%	4,25%
Igual riesgo-menor coste <i>NP</i>	0,00%	0,00%	30,29%	0,00%	0,00%	19,24%	50,47%	0,00%	0,00%	0,00%
Igual riesgo-menor coste <i>PA</i>	0,00%	0,00%	31,17%	0,00%	0,00%	20,35%	48,48%	0,00%	0,00%	0,00%
Igual riesgo-menor coste <i>450</i>	0,00%	0,00%	28,78%	0,00%	0,00%	17,39%	53,83%	0,00%	0,00%	0,00%
Mínimo riesgo absoluto	8,45%	6,04%	9,44%	3,14%	11,31%	3,61%	39,61%	8,54%	5,23%	4,62%

Tabla 28.- Composición de las carteras eficientes del modelo y de la IEA.UE-27 2020. Modelo Markowitz Puro. Horizonte 2020. Fuente: Elaboración propia.

6.1.3. Horizonte 2030

Como se comentó al inicio de este punto 6.1 la disposición de las tecnologías de CAC desplaza ligeramente hacia la izquierda a la frontera eficiente, en comparación con las fronteras de 2010 y 2020. En la Tabla 29 se puede observar cómo la distancia de las carteras IEA.UE-27 con sus eficientes-radiales se incrementa en el caso de incorporar las tecnologías de CAC. Las carteras eficientes del modelo se estarían beneficiando del efecto positivo de la diversificación, por el incremento del número de tecnologías posibles, unido al efecto de las distintas correlaciones entre los costes de O&M, combustibles y emisiones de CO₂ de estas tecnologías con las ya existentes.

La cartera de mínimo riesgo se ve desplazada si existe la tecnología de CAC. El valor del mínimo riesgo se vería reducido ligeramente, ya que pasaría de (2,322€/MWh; 62,30€/MWh) a (2,236€/MWh; 63,70€/MWh). De forma contraria la cartera de mínimo coste absoluto no presenta cambio alguno –debido a que la tecnología CAC no participa-. Así mismo se observa que la tecnología de gas natural con CAC comenzaría a participar en la cartera si su coste alcanza los 43€/MWh, mientras que la de carbón con CAC aparecería cuando la cartera sobrepasara los 45€/MWh.

Modelo Markowitz Puro Horizonte 2030	Riesgo (€/MWh)	Coste (€/MWh)	Distancia con el origen	Distancia con IEA.UE- 27	Distancia relativa entre cada cartera IEA.UE-27 y su eficiente-radial
Ausencia de tecnologías de CAC					
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>NP</i>	2,537	48,04	48,10	14,33	22,95%
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>PA</i>	2,638	46,273	46,35	13,90	23,08%
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>450</i>	2,463	50,00	50,06	16,84	25,17%
Disponibilidad de tecnologías de CAC					
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>NP</i>	2,520	47,99	48,06	14,37	23,02%
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>PA</i>	2,638	46,16	46,23	14,02	23,27%
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>450</i>	2,448	49,46	49,52	17,39	25,99%

Tabla 29.- Distancias de las carteras eficientes-radiales del modelo Markowitz Puro – disponibilidad/ausencia de CAC-. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

La cartera IEA.UE-27 más próxima a la de mínimo coste absoluto vuelve a ser la de *Políticas Actuales* (Tabla 29), seguida por la de *Nuevas Políticas*, tanto si existe como si no existe CAC (Tabla 30).

Sin embargo, si se analiza la distancia con la cartera de mínimo riesgo absoluto, es la cartera *Nuevas Políticas* la más próxima (Tabla 30) tanto si se considera la existencia de CAC como si no. El segundo puesto en proximidad se ve alterado en función de la disponibilidad o no de CAC. En caso de que no exista CAC es la cartera *Políticas Actuales* la segunda en proximidad,

mientras que si existe CAC es la 450. Por ello se entiende que la disponibilidad de CAC permite a la cartera más respetuosa con el medio ambiente aproximarse a la de mínimo riesgo absoluto, pese a que el primer puesto en proximidad lo ocupe la cartera de *Nuevas Políticas*.

Modelo Markowitz Puro Horizonte 2030	Riesgo (€/MWh)	Coste (€/MWh)	Distancia con la cartera de mínimo coste absoluto	Distancia con la cartera de mínimo riesgo absoluto
Ausencia de tecnologías de CAC				
IEA.UE-27 <i>NP</i>	3,293	62,34	24,52	0,97
IEA.UE-27 <i>PA</i>	3,430	60,16	22,39	2,42
IEA.UE-27 450	3,306	66,82	28,84	4,62
Disponibilidad de tecnologías de CAC				
IEA.UE-27 <i>NP</i>	3,293	62,34	24,52	1,72
IEA.UE-27 <i>PA</i>	3,430	60,16	22,39	3,74
IEA.UE-27 450	3,306	66,82	28,84	3,30

Tabla 30.- Distancias de las carteras IEA.UE-27 con la cartera de mínimo coste absoluto y mínimo riesgo absoluto del modelo Markowitz Puro –disponibilidad/ausencia de CAC-. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 31 se observa cómo las combinaciones eficientes alternativas a las de la IEA.UE-27²⁴⁶ presentan participaciones de tecnología CAC, a excepción de la cartera de mínimo coste absoluto, que está compuesta íntegramente por gran hidráulica -como en 2010 y 2020-. Esta tecnología de CAC participa fundamentalmente en las eficientes-radiales con mayores costes, como la de *Nuevas Políticas* y la 450, debido a que se trata de tecnologías con elevados costes que entran en la cartera superados los 45€/MWh, por encima de la comentada cartera de mínimo coste absoluto -38,84€/MWh-.

²⁴⁶ Estas carteras no presentan desagregados los datos para la participación de CAC, lo que condiciona su caracterización en el modelo. Los datos aportados para las carteras IEA.UE-27 (2030) presentan un mayor coste y riesgo que si se consideraran estas tecnologías.

Modelo Markowitz Puro Horizonte 2030	Nuclear	Carbón	Carbón con CAC	Gas Natural	Gas Natural con CAC	Petróleo	Eólica <i>on-shore</i>	Gran Hidráulica	Mini Hidráulica	Eólica <i>off-shore</i>	Biomasa	Solar Fotovoltaica
IEA.UE-27 2020 <i>NP</i>	22,73%	13,66%	N/D	24,77%	N/D	0,65%	14,74%	9,53%	1,30%	1,46%	6,89%	4,28%
IEA.UE-27 2020 <i>PA</i>	19,27%	19,59%	N/D	27,59%	N/D	0,70%	12,18%	8,79%	1,20%	1,20%	5,88%	3,60%
IEA.UE-27 2020 <i>450</i>	28,54%	7,46%	N/D	15,07%	N/D	0,68%	20,09%	10,81%	1,47%	1,99%	8,38%	5,50%
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>NP</i>	7,84%	5,56%	0,34%	13,61%	3,38%	0,00%	9,14%	5,32%	51,92%	2,78%	0,10%	0,00%
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>PA</i>	7,23%	5,32%	0,00%	15,37%	1,98%	0,00%	7,69%	6,01%	56,40%	0,00%	0,00%	0,00%
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>450</i>	7,89%	5,61%	1,40%	12,73%	3,76%	0,00%	9,49%	4,98%	49,40%	3,82%	0,92%	0,00%
Mínimo coste absoluto	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Igual coste-menor riesgo <i>NP</i>	7,41%	5,21%	4,98%	8,12%	4,66%	2,07%	10,48%	3,42%	37,37%	7,76%	4,87%	3,65%
Igual coste-menor riesgo <i>PA</i>	7,51%	5,28%	4,77%	8,54%	4,65%	1,85%	10,49%	3,57%	38,59%	7,52%	4,59%	2,62%
Igual coste-menor riesgo <i>450</i>	7,18%	5,04%	5,41%	7,26%	4,69%	2,48%	10,46%	3,13%	34,89%	8,23%	5,43%	5,78%
Igual riesgo-menor coste <i>NP</i>	0,00%	0,00%	0,00%	26,88%	0,00%	0,00%	0,00%	15,00%	58,12%	0,00%	0,00%	0,00%
Igual riesgo-menor coste <i>PA</i>	0,00%	0,00%	0,00%	29,19%	0,00%	0,00%	0,00%	17,84%	52,97%	0,00%	0,00%	0,00%
Igual riesgo-menor coste <i>450</i>	0,00%	0,00%	0,00%	27,13%	0,00%	0,00%	0,00%	15,31%	57,57%	0,00%	0,00%	0,00%
Mínimo riesgo absoluto	7,34%	5,16%	5,11%	7,86%	4,67%	2,19%	10,47%	3,34%	36,62%	7,90%	5,04%	4,30%

Tabla 31.- Composición de las carteras eficientes del modelo y de la IEA.UE-27 2030. Modelo Markowitz Puro. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

En este escenario de ausencia de restricciones de participación las carteras eficientes-radiales se componen principalmente por mini hidráulica (50-56%), gas natural (12-15%), nuclear (8%) y eólica *on-shore* (7-9%) (Tabla 31; Ilustración 29).

La minoración del riesgo se consigue diversificando las participaciones con mínimos del 4% en la totalidad de las energías -excepto de petróleo- y mediante la participación de cuatro importantes tecnologías: mini hidráulica (35%), eólica *on-shore* (10%), nuclear (7%) y eólica *off-shore* (8%). La entrada de las tecnologías de CAC permite una mayor participación final conjunta tanto de la tecnología de gas natural como de carbón. Esta estructura de participación se da tanto en la cartera de mínimo riesgo como en las carteras eficientes de igual coste-menor riesgo.

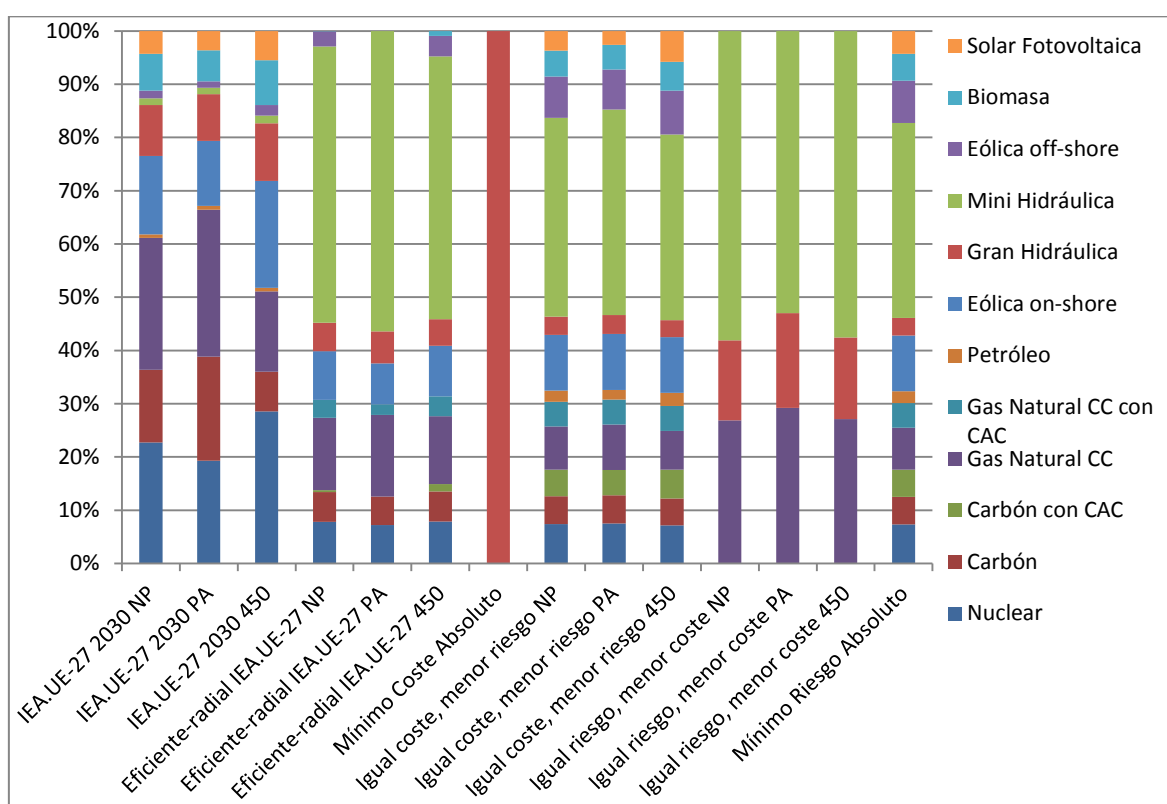


Ilustración 29.- Composición de las carteras eficientes del modelo y de la IEA.UE-27 2030. Modelo Markowitz Puro. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

De forma contraria la minoración del coste se consigue agrupando las participaciones en las tres tecnologías con menores costes dentro del conjunto: mini hidráulica (57%), gas natural (26%) y gran hidráulica (17%).

6.1.4. Minimización del coste y del riesgo

En caso de estudiar la composición de las carteras de mínimo coste absoluto del modelo Markowitz Puro para los distintos horizontes se puede observar cómo es la misma, y está participada en su totalidad por gran hidráulica (Tabla 32). Esta tecnología –que presenta el

menor coste del conjunto- sería la mejor opción si se pretende el menor coste posible de la cartera suponiendo que no existe límite alguno de participación máxima.

Modelo Markowitz Puro Año 2010 y horizontes 2020 y 2030	IEA.UE-27 2010	Mínimo coste absoluto Año 2010 y horizontes 2020 y 2030	Mínimo riesgo absoluto	
			Año 2010 y horizonte 2020	Horizonte 2030
Nuclear	27,75%	0,00%	8,45%	7,34%
Carbón	26,10%	0,00%	6,04%	5,16%
Carbón con CAC	0,00%	0,00%	0,00%	5,11%
Gas Natural	22,95%	0,00%	9,44%	7,86%
Gas Natural con CAC	0,00%	0,00%	0,00%	4,67%
Petróleo	2,61%	0,00%	3,14%	2,19%
Eólica <i>on-shore</i>	4,11%	0,00%	11,31%	10,47%
Gran Hidráulica	9,76%	100,00%	3,61%	3,34%
Mini Hidráulica	1,33%	0,00%	39,61%	36,62%
Eólica <i>off-shore</i>	0,41%	0,00%	8,54%	7,90%
Biomasa	4,31%	0,00%	5,23%	5,04%
Solar Fotovoltaica	0,68%	0,00%	4,62%	4,30%
Riesgo (€/MWh)	3,93	10,29	2,32	2,24
Coste (€/MWh)	55,41	38,84	62,46	63,7

Tabla 32.- Carteras de mínimo coste y mínimo riesgo absolutos. Año 2010 y horizontes 2020 y 2030. Modelo Markowitz Puro. Fuente: Elaboración propia.

La cartera de mínimo riesgo absoluto incorporaría todas las tecnologías disponibles, beneficiándose así del principio de diversificación (Ilustración 30). Las tecnologías líderes en participación serían la energía mini hidráulica (36-39%), eólica *on-shore* (10-11%), eólica *off-shore* (8%), gas natural (8-9%) y energía nuclear (7-8%). En 2030 la disponibilidad de las tecnologías de CAC provoca la reasignación de las participaciones. Estas tecnologías -carbón y gas natural con CAC- participan cada una con un 5% y disminuye la del resto de tecnologías un 1% cada una –la energía mini hidráulica pasaría de un 39% a un 36%-.

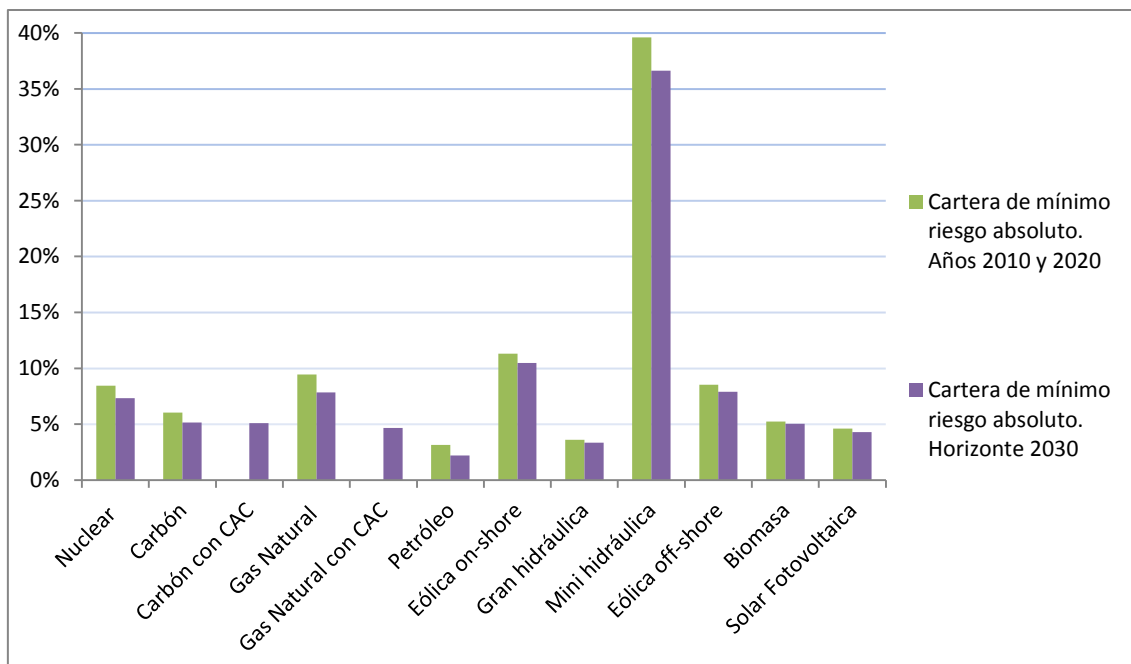


Ilustración 30.- Composición de las carteras de mínimo riesgo absoluto. Año 2010 y horizontes 2020 y 2030. Modelo Markowitz Puro. Fuente: Elaboración propia.

Se podría concluir que las tecnologías preferidas en términos de riesgo para formar parte de la cartera serían fundamentalmente, y por orden de importancia, la energía mini hidráulica, eólica (*on-shore* y *off-shore*), de gas natural y energía nuclear. El resto de tecnologías participarían en la cartera con pesos en torno al 5% cada una.

Los elevados pesos de participación de algunas tecnologías convierten a las carteras señaladas de mínimo coste y mínimo riesgo absolutos en no ajustadas a la realidad. Sería necesario incluir restricciones en la participación máxima de las tecnologías en función de las proyecciones de desarrollo de cada tecnología por horizonte para conseguir que el modelo genere carteras más realistas desde el punto de vista técnico.

6.2. Modelo Tecnológico

El modelo Tecnológico incorpora al modelo Markowitz Puro restricciones máximas de participación para las distintas tecnologías en función de las perspectivas de desarrollo tecnológico en la UE-27 para los distintos horizontes, como se indicó anteriormente en el punto 5.5.2. De esta forma con este modelo se consigue diseñar carteras eficientes y viables desde el punto de vista técnico de desarrollo tecnológico.

El resultado de la limitación de las participaciones provoca el desplazamiento de la frontera eficiente del modelo Markowitz Puro hacia la derecha y hacia arriba (Ilustración 31) y da lugar a la frontera eficiente del modelo Tecnológico. El resultado sería una reducción de los intervalos: para el coste desde (38,8€/MWh; 63,7€/MWh) a (51,4€/MWh; 67,2€/MWh), y para

el riesgo desde (2,2€/MWh; 10,3€/MWh) a (2,9€/MWh; 4,1€/MWh) €/MWh. El desplazamiento permite un acercamiento de las carteras IEA.UE-27 a la frontera eficiente.

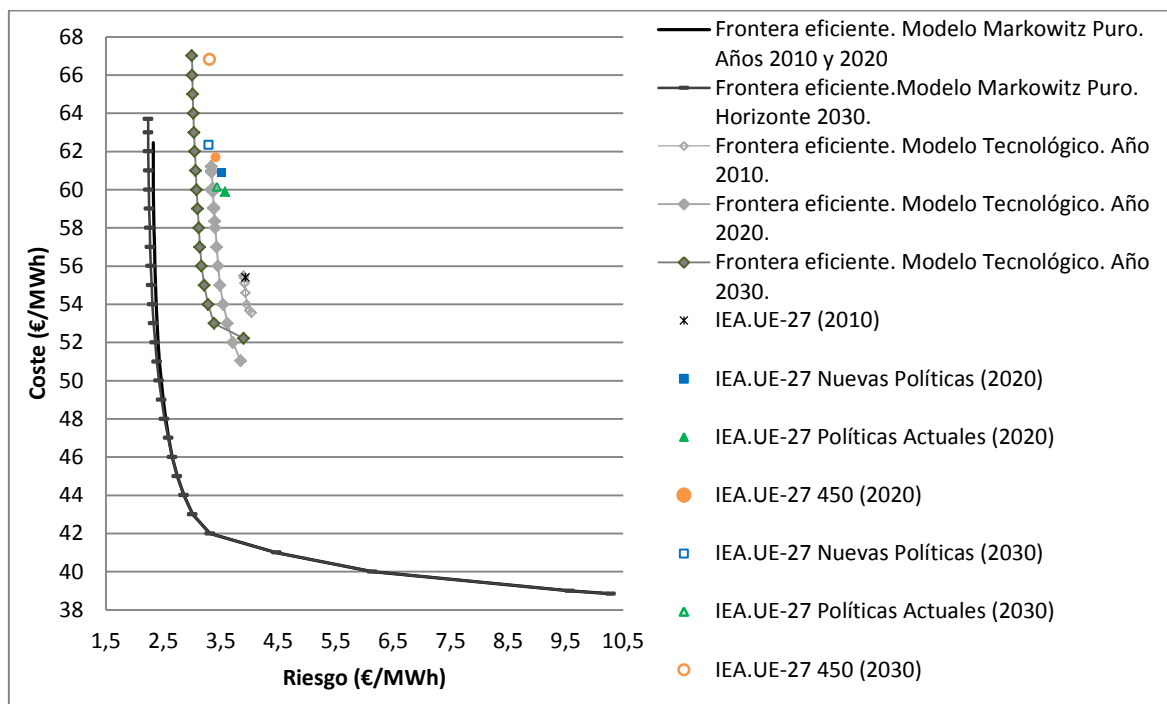


Ilustración 31.- Fronteras eficientes de los modelos Markowitz Puro y Tecnológico y carteras IEA.UE-27. Año 2010 y horizontes 2020 y 2030. Fuente: Elaboración propia.

A su vez el análisis de las fronteras eficientes del modelo Tecnológico permite observar un desplazamiento sucesivo hacia la izquierda (Ilustración 31), indicativo de un descenso de los valores del riesgo. La modificación sucesiva de los límites de participación, hacia mayores pesos de las tecnologías renovables y menores de aquéllas que emplean combustibles fósiles (excepto para las de gas natural), desplaza la frontera eficiente hacia la izquierda –menores riesgos- y hacia arriba –mayores costes- y da lugar a un alargamiento de la misma.

En 2030, además, el incremento en el número de tecnologías disponibles permite que la cartera se beneficie de una mayor diversificación.

6.2.1. Año 2010

En 2010, la cartera IEA.UE-27 se sitúa próxima a la frontera eficiente, como se puede observar en la Ilustración 32, representación aumentada de la Ilustración 31. El desplazamiento de la frontera eficiente conduce a que la distancia que separa a la cartera IEA.UE-27 de la cartera eficiente-radial se reduzca de los 12,58 €/MWh (Markowitz Puro) a los 0,268 €/MWh (Tecnológico), según los datos de la Tabla 33. De hecho la distancia que separa a la cartera IEA.UE-27 2010 de la de mínimo riesgo absoluto es muy reducida -0,098€/MWh; Tabla 33-. Con ello se podría afirmar que la forma de producir electricidad por la UE-27 en 2010 estuvo

cerca de la eficiencia –en términos de riesgo- ya que se sitúa próxima a la cartera eficiente con igual coste-menor riesgo y de mínimo riesgo absoluto (Tabla 33).

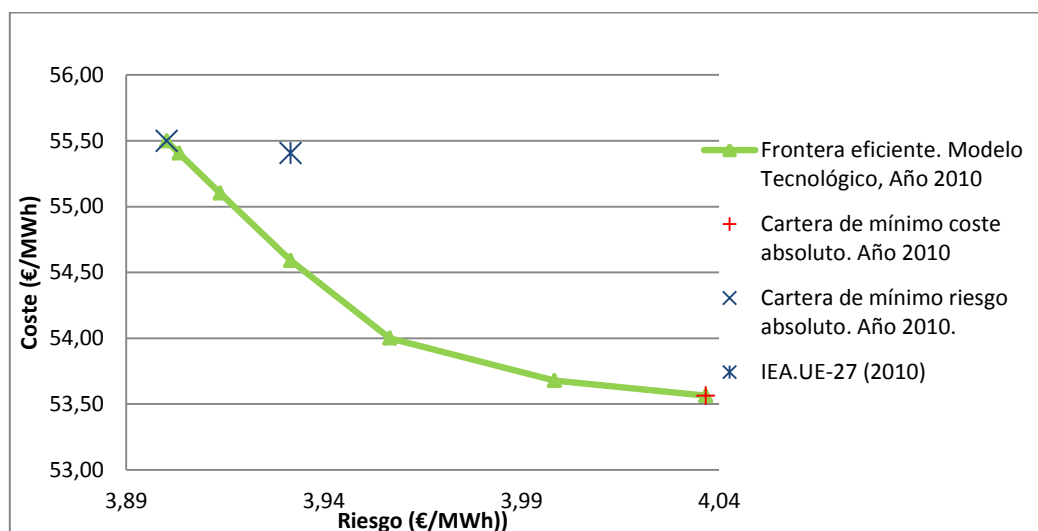


Ilustración 32.- Frontera eficiente, cartera de mínimo riesgo y mínimo coste absolutos y cartera IEA.UE-27 2010. Modelo Tecnológico. Año 2010. Fuente: Elaboración propia.

Modelo Tecnológico Año 2010	Riesgo (€/MWh)	Coste (€/MWh)	Distancia con la cartera IEA.UE-27	Distancia relativa entre IEA.UE-27 y Eficiente-radial
IEA.UE-27	3,932	55,41		
Eficiente-radial	3,901	55,14	0,268	0,48%
Mínimo coste absoluto	4,037	53,56	1,845	
Igual coste-menor riesgo	3,903	55,41	0,028	
Igual riesgo-menor coste	3,932	54,59	0,816	
Mínimo riesgo absoluto	3,900	55,50	0,098	

Tabla 33.- Distancias de la cartera IEA.UE-27 2010 y carteras eficientes del modelo Tecnológico. Año 2010. Fuente: Elaboración propia.

Si se busca acercar la cartera IEA.UE-27 2010 a la eficiente-radial, sería necesario incrementar la participación de la nuclear (4%) y disminuir en similar porcentaje la del carbón (Tabla 34; Ilustración 33). Los límites máximos de participación reducen la movilidad de las participaciones²⁴⁷. El intercambio entre nuclear y carbón ofrece la posibilidad de reducir el riesgo de la cartera. El coste se ve reducido levemente gracias al ligero incremento de la participación de las tecnologías hidráulicas -con los menores costes del mapa tecnológico- y reducción de la de petróleo.

Las restantes carteras eficientes estudiadas coinciden, con ligeras diferencias, en las participaciones de las tecnologías (Tabla 34; Ilustración 33). Destaca la de mínimo coste absoluto, que implicaría –en relación con la IEA.UE-27 2010- incrementar la participación de las tecnologías basadas en carbón, petróleo y energía nuclear, además de disminuir la

²⁴⁷ Hay ciertas tecnologías, gas natural y eólica *on-shore* y *off-shore*, que permanecen inalteradas debido a que ya alcanzan los límites máximos de participación.

aportación de aquellas tecnologías con costes elevados, como la que emplea biomasa, y anular la escasa participación de la energía solar fotovoltaica (Tabla 34). La diferencia entre las carteras de mínimo coste y mínimo riesgo absoluto reside en la limitación o no de la participación de las tecnologías con mayores costes: biomasa y solar fotovoltaica. Si se busca el menor riesgo éstas deben participar. Por el contrario, si se pretende obtener el menor coste, su participación debería ser nula para la solar fotovoltaica y de un reducido 2,73% para la biomasa.

Modelo Tecnológico Año 2010	Nuclear	Carbón	Gas Natural	Petróleo	Eólica on-shore	Gran Hidráulica	Mini Hidráulica	Eólica off-shore	Biomasa	Solar Fotovoltaica
IEA.UE-27 2010	27,75%	26,10%	22,95%	2,61%	4,11%	9,76%	1,33%	0,41%	4,31%	0,68%
Eficiente-radial	31,01%	22,50%		2,50%		10,27%	1,40%			0,54%
Mínimo coste absoluto	28,26%	26,84%		3,03%		10,27%	1,40%		2,73%	0,00%
Igual coste-menor riesgo		24,66%		3,02%		10,27%	1,40%		4,31%	0,62%
Igual riesgo-menor coste		25,16%		3,03%		10,27%	1,40%			0,10%
Mínimo riesgo absoluto		24,59%		3,03%		10,27%	1,40%			0,68%

Tabla 34.- Composición de las carteras eficientes del modelo y de la IEA.UE-27 2010. Modelo Tecnológico. Año 2010. Fuente: Elaboración propia.

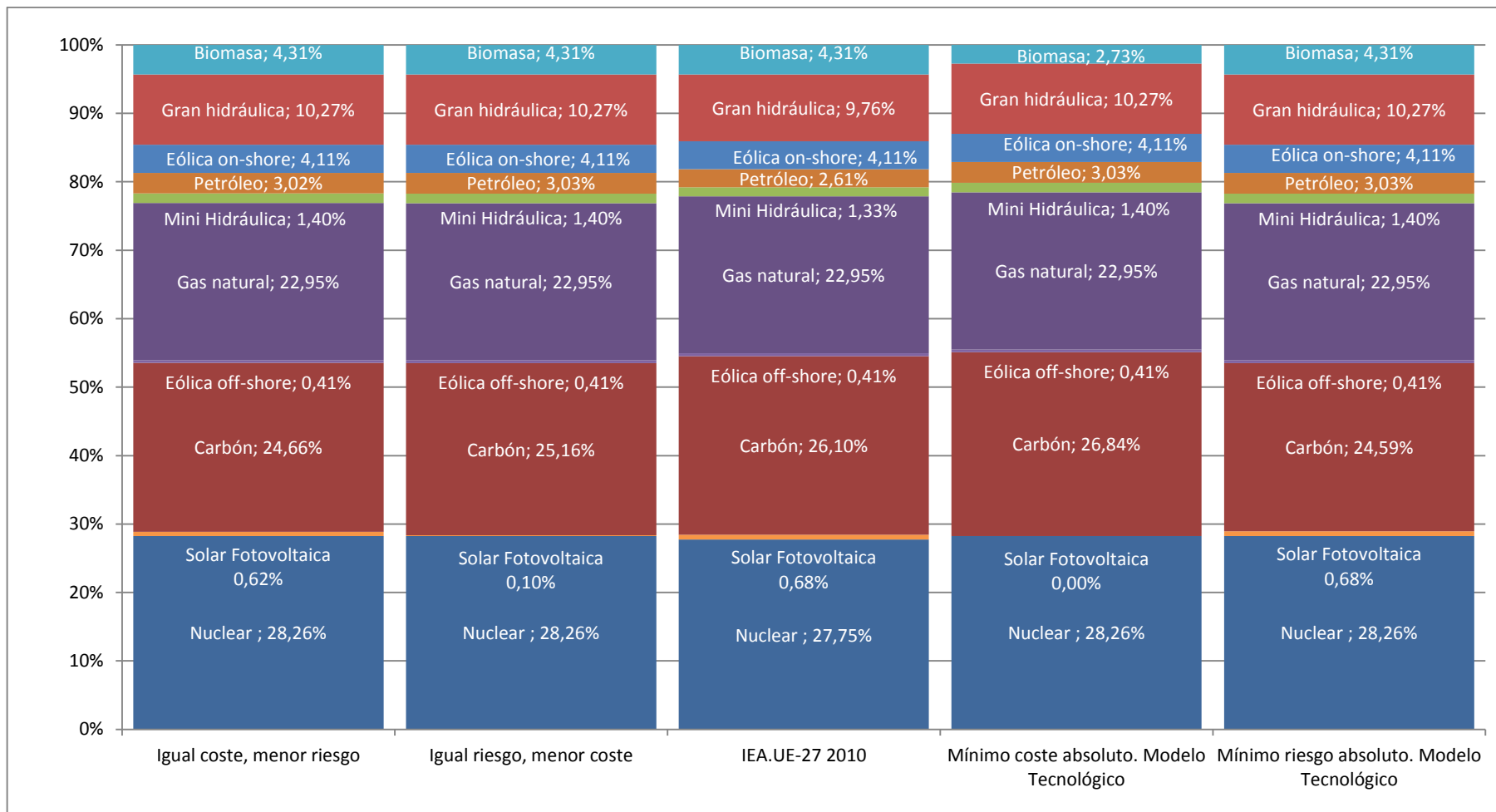


Ilustración 33.- Composición de las carteras de mínimo riesgo y mínimo coste absolutos, de igual riesgo-menor coste, de igual coste-menor riesgo e IEA.UE-27. Modelo Tecnológico. Año 2010. Fuente: Elaboración propia.

6.2.2. Horizonte 2020

En 2020, la frontera eficiente se aproximaría a las carteras IEA.UE-27 2020, en un movimiento similar al de 2010. La introducción de los distintos límites máximos de participación de las diferentes tecnologías guía a las carteras eficientes hacia unas composiciones viables desde un punto de vista técnico. Sin embargo, las carteras IEA.UE-27 se localizan en la región de no eficiencia de la frontera. Las tres carteras presentan bien mayor riesgo para un mismo coste, bien mayor coste para un mismo nivel de riesgo.

De las diferentes carteras IEA.UE-27 2020 la más cercana a su eficiente-radial en la frontera eficiente del modelo Tecnológico es la IEA.UE-27 450 -con un valor de 1,02€/MWh- según se puede observar en las distancias de la Tabla 35 y en la Ilustración 34. Incluso es la que menor distancia relativa presenta. Por proximidad a su eficiente radial le sigue la de *Nuevas Políticas*²⁴⁸ -valor de 2,15€/MWh (Tabla 35)-.

El mismo orden de preferencia (*450* y *Nuevas Políticas*) se repite si se toma de referencia las distancias de las carteras IEA.UE-27 con la cartera de mínimo riesgo absoluto (1,32€/MWh y 1,95€/MWh respectivamente) y con las que presentan igual coste-menor riesgo²⁴⁹ o igual riesgo-menor coste. Sin embargo si se compara la distancia con la de mínimo coste absoluto es la cartera de *Políticas Actuales* la menos lejana a la eficiencia (22,10€/MWh; Tabla 35).

Según lo apuntado la cartera más sensible medioambientalmente de las que propone la IEA (*450*), es la que más se aproximaría a la eficiencia en términos de radialidad y riesgo si se consideran los límites de participación de las diferentes tecnologías. Podría concluirse, pues, que en 2020 la composición de la cartera de generación de la UE-27 debería aproximarse a la de la IEA.UE-27 450, seguida por la de *Nuevas Políticas*, para alcanzar la eficiencia en términos de riesgo y radialidad.

²⁴⁸ La cartera *Nuevas Políticas* está más alejada de la eficiencia en comparación con la IEA.UE-27 450 por presentar una mayor participación de carbón y petróleo, y menor de nuclear y renovables.

²⁴⁹ Se ha de advertir que la cartera de igual coste y menor riesgo que la IEA.UE-27 450 no es eficiente, por situarse en la parte superior de la curva de carteras frontera, y por encima de la de mínimo riesgo absoluto, que marca el coste máximo.

Modelo Tecnológico Horizonte 2020	Riesgo (€/MWh)	Coste (€/MWh)	Distancia con el origen	Distancia con IEA.UE- 27	Distancia relativa entre IEA.UE-27 y eficiente- radial	Distancia con la de mínimo coste absoluto	Distancia con la de mínimo riesgo absoluto
IEA.UE-27 NP	3,510	60,92	61,02	N/D	N/D	23,09	1,95
IEA.UE-27 PA	3,578	59,89	60,00	N/D	N/D	22,10	2,86
IEA.UE-27 450	3,406	61,71	61,80	N/D	N/D	23,88	1,32
Eficiente-radial IEA.UE-27 NP	3,386	58,77	58,87	2,15	3,52%	N/D	N/D
Eficiente-radial IEA.UE-27 PA	3,421	57,26	57,36	2,64	4,39%	N/D	N/D
Eficiente-radial IEA.UE-27 450	3,347	60,68	60,78	1,02	1,65%	N/D	N/D
Mínimo coste absoluto	3,847	51,04	51,18	N/D			
Igual coste-menor riesgo NP	3,343	60,92	61,01	0,17			
Igual coste-menor riesgo PA	3,362	59,89	59,99	0,22			
Igual coste-menor riesgo 450 ²⁵⁰	3,350	61,71	61,80	0,06			
Igual riesgo-menor coste NP	3,510	54,56	54,67	6,36			
Igual riesgo-menor coste PA	3,578	53,48	53,60	6,41			
Igual riesgo-menor coste 450	3,406	57,92	58,02	3,79			
Mínimo riesgo absoluto	3,338	61,21	61,30	N/D			

Tabla 35.- Distancias de las carteras IEA.UE-27 2020 y carteras eficientes del modelo Tecnológico. Horizonte 2020. Fuente: Elaboración propia.

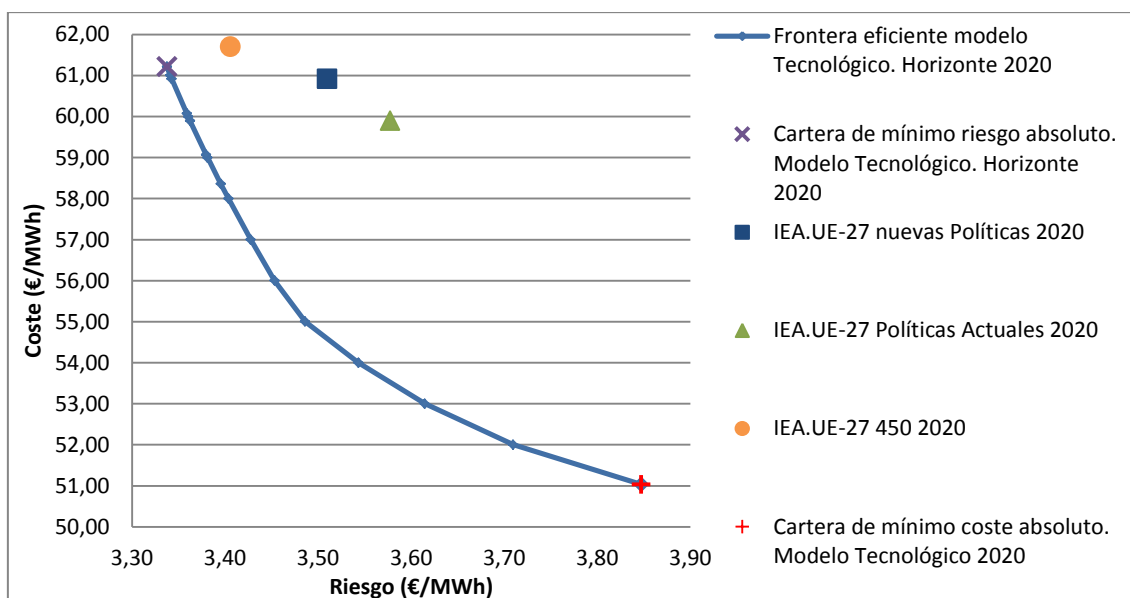


Ilustración 34.- Frontera eficiente y carteras IEA.UE-27. Modelo Tecnológico. Horizonte 2020. Fuente: Elaboración propia.

Para conseguir que la referida cartera IEA.UE-27 450 se convierta en la de mínimo riesgo absoluto debería: disminuir la participación de la tecnología nuclear -de 26% a un 22%- y la tecnología de carbón -del 17% al 16%-, incrementar la relativa a la de gas natural -del 21% al 26%- y levemente -menos de un 1%- la del petróleo, eólica *on-shore* y *off-shore* (Tabla 36,

²⁵⁰ Cartera no eficiente según lo apuntado en la nota anterior.

Ilustración 35). El resultado sería el incremento ligero del coste (pasaría de 60,78€/MWh a 61,21€/MWh) y la reducción del riesgo hasta alcanzar el mínimo absoluto. Se observa que el modelo da preferencia a la tecnología de gas natural frente a la energía nuclear en términos de riesgo. Tanto la tecnología nuclear como la de carbón presentan elevados riesgos individuales, mientras que la tecnología basada en gas natural se presenta como una de las menores en riesgo, al igual que las energías eólicas (*on-shore* y *off-shore*). En el incremento leve del petróleo tienen su influencia las correlaciones negativas de los costes de O&M que presentan con la mayoría de las tecnologías a excepción de la de gas natural.

Alternativamente para lograr que la cartera IEA.UE-27 *Políticas Actuales* se convierta en la de mínimo coste absoluto debería eliminar la participación de las tecnologías basadas en petróleo, biomasa y solar fotovoltaica, además de disminuir la participación de la energía eólica *off-shore*. Todas estas tecnologías con los costes totales más elevados del mapa de tecnologías disponibles. Además, debería incrementar ligeramente el peso de la energía eólica *on-shore* y de gas natural, y en mayor medida la participación de la tecnología nuclear, alcanzando todas ellas el límite máximo de participación posible (Ilustración 35). Esta cartera presenta el riesgo más elevado de las eficientes analizadas (3,847€/MWh; Tabla 35). Esto se debe a la reducción del número de tecnologías que participan en la cartera (pasa de 10 a 7) y la concentración de la participación en tecnologías con costes reducidos, pero elevados riesgos y factores de correlación. Las tecnologías eliminadas presentan coeficientes de correlación negativos relativos a los costes de O&M de las tecnologías que permanecen, de combustibles – la biomasa, solar fotovoltaica y eólica *off-shore*- y nula emisión de CO₂ –la tecnología fotovoltaica y eólica *off-shore*-, contrariamente a lo que sucede con las tecnologías que incrementan participación (nuclear y gas natural).

Modelo Tecnológico Horizonte 2020	Nuclear	Carbón	Gas Natural	Petróleo	Eólica <i>on- shore</i>	Gran Hidráulica	Mini Hidráulica	Eólica <i>off- shore</i>	Biomasa	Solar Fotovoltaica	
IEA.UE-27 <i>NP</i>	24,43%	21,97%	20,92%	1,26%	10,22%	9,51%	1,30%	1,01%	5,94%	3,45%	
IEA.UE-27 <i>PA</i>	22,97%	23,76%	22,57%	1,30%	9,36%	9,26%	1,26%	0,93%	5,44%	3,15%	
IEA.UE-27 <i>450</i>	25,76%	17,48%	21,18%	1,17%	11,60%	10,08%	1,37%	1,15%	6,42%	3,79%	
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>NP</i>	22,30%	16,44%	25,72%	1,43%	12,74%			1,26%		2,25%	
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>PA</i>	22,84%	16,86%		1,28%							
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>450</i>	21,59%	15,92%		3,47%							
Mínimo coste absoluto	26,00%	23,76%		0,00%				0,33%	0,00%	0,00%	
Igual coste-menor riesgo <i>NP</i>	21,51%	15,85%		25,72%				1,43%	1,26%	6,42%	3,62%
Igual coste-menor riesgo <i>PA</i>	21,88%	16,14%	2,96%								
Igual coste-menor riesgo <i>450</i>	23,81%	16,76%	22,34%					3,79%			
Igual riesgo-menor coste <i>NP</i>	24,25%	18,20%	25,72%	0,81%				1,26%	5,58%	0,00%	
Igual riesgo-menor coste <i>PA</i>	25,49%	19,19%		0,00%						4,14%	0,00%
Igual riesgo-menor coste <i>450</i>	22,61%	16,67%		1,43%						6,42%	1,70%
Mínimo riesgo absoluto	21,63%	15,73%		25,55%						6,42%	3,79%

Tabla 36.- Composición de las carteras eficientes del modelo y de la IEA.UE-27 2020. Modelo Tecnológico. Horizonte 2020. Fuente: Elaboración propia.

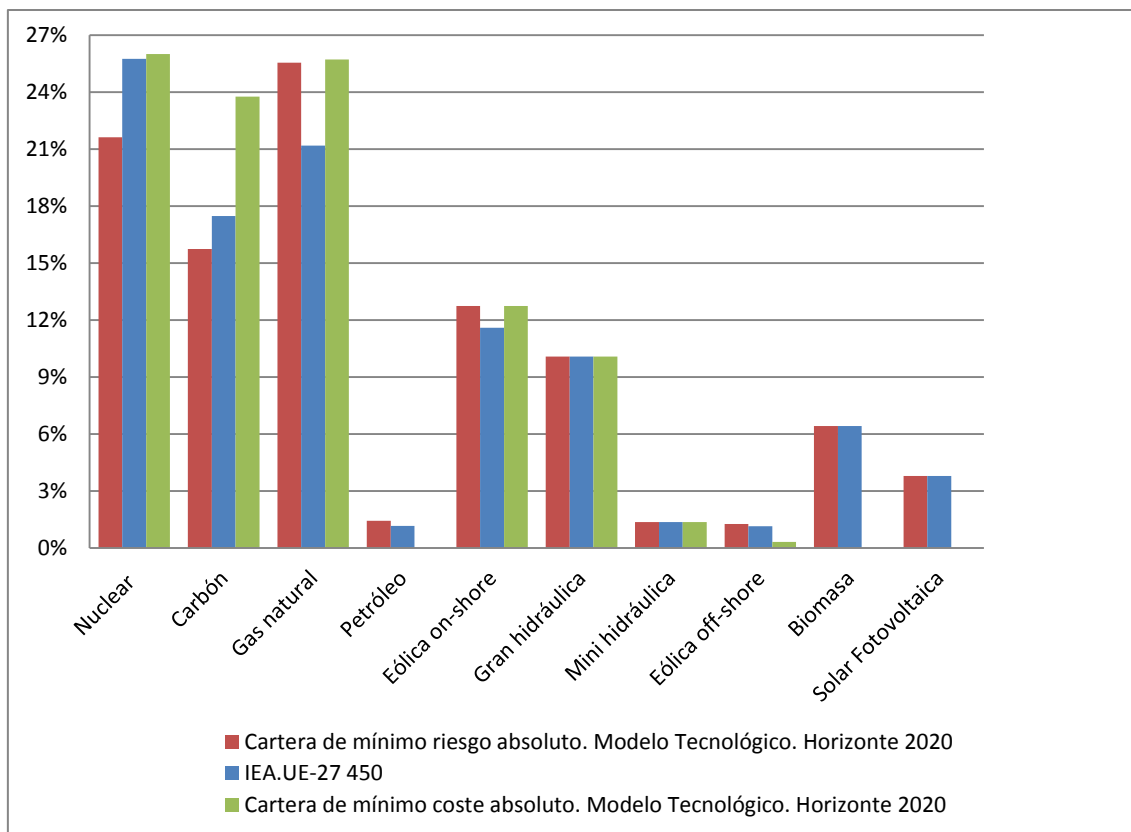


Ilustración 35.- Composición de las carteras IEA.UE-27 450, de mínimo coste absoluto y de mínimo riesgo absoluto. Modelo Tecnológico. Horizonte 2020. Fuente: Elaboración propia.

Por último, si se compara la cartera de mínimo coste absoluto con la de mínimo riesgo absoluto se pueden extraer varias conclusiones (Ilustración 35; Tabla 36). Hay ciertas tecnologías que participan en ambas hasta el límite: mini hidráulica, gran hidráulica, eólica *on-shore* y gas natural.

Si se busca minimizar el coste, la cartera reducirá la participación de las tecnologías con costes más elevados: solar fotovoltaica, biomasa y eólica *off-shore*. Ganarían peso las tecnologías más económicas que aún no hubieran alcanzado el límite de participación: nuclear y eólica *on-shore*. El riesgo de la cartera se vería incrementado debido a la reducción del número de tecnologías, que se traduce en el efecto negativo de la eliminación de la participación de tecnologías con coeficientes de correlación negativos de los costes de O&M, de combustible y de emisión de CO₂.

La cartera de mínimo riesgo absoluto presenta una mayor diversificación, puesto que participan en ella todas las tecnologías posibles (Ilustración 35). En esta cartera la tecnología de petróleo, eólica *on-shore*, eólica *off-shore*, gran hidráulica, mini hidráulica, biomasa y solar fotovoltaica alcanzan los límites máximos de participación para 2020. El descenso de la participación del carbón beneficiaría al riesgo de la cartera. La razón residiría en la elevada correlación de los componentes de coste de esta tecnología con el resto de los de las que

emplean combustibles fósiles. Caso contrario al de la biomasa, cuya participación alcanza el valor máximo posible. Los valores negativos de los coeficientes de correlación de la biomasa colaboran a la hora de reducir el riesgo. Se observa además que la energía solar fotovoltaica entra en la cartera aún a pesar de su elevado coste, debido al efecto positivo que tiene sobre el riesgo. Ello es debido a la correlación negativa entre los costes de O&M asociados con la energía solar fotovoltaica y las tecnologías que emplean combustibles fósiles, y a la ausencia de correlación entre los costes de combustibles de la energía solar y las tecnologías no renovables mencionadas –hecho que se repite para el resto de energías renovables, excepto la tecnología basada en biomasa-.

6.2.3. Horizonte 2030

En 2030 las tecnologías de CAC estarían disponibles y podrían ser incluidas en la cartera. Esto significaría un aumento potencial en el grado de diversificación de la cartera de generación de electricidad. La frontera eficiente, como se comentó, se vería desplazada de 2020 a 2030 hacia la izquierda, permitiendo menores valores del riesgo y ampliando el rango de valores del coste hacia mayores niveles.

De nuevo las tres carteras IEA.UE-27 no son eficientes. Se localizan en la región derecha de la frontera eficiente, por lo que presentan un mayor riesgo para el mismo coste o un mayor coste para un mismo nivel de riesgo (Ilustración 36).

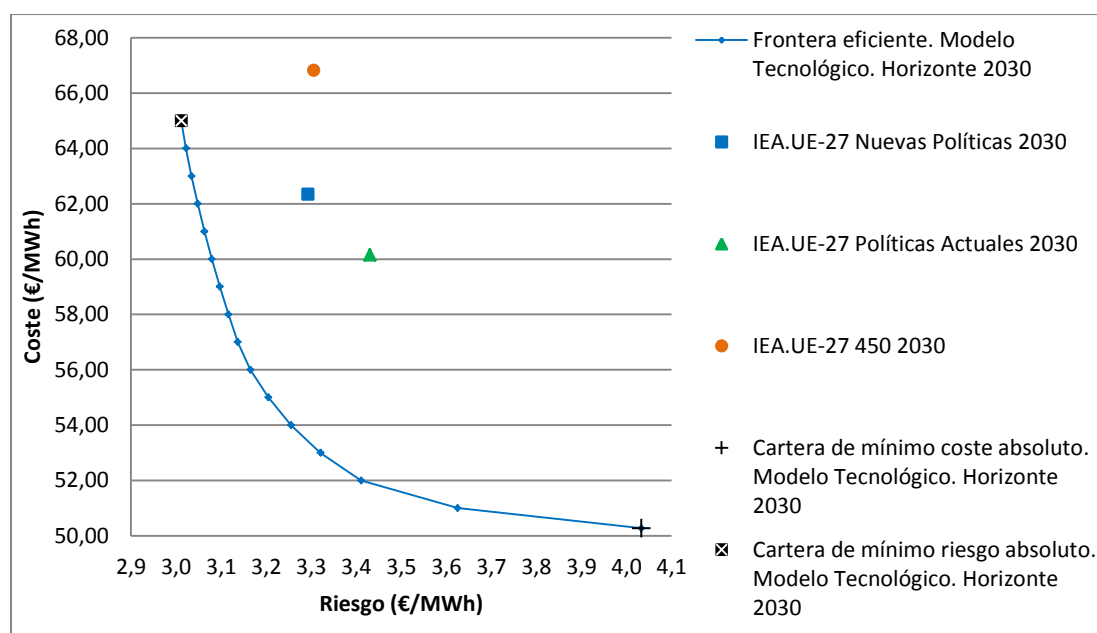


Ilustración 36.- Frontera eficiente y carteras IEA.UE-27. Modelo Tecnológico. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

La cartera IEA.UE-27 que se sitúa más próxima a su eficiente-radial es la de *Nuevas Políticas* (Tabla 37). En caso de querer convertir en eficiente la cartera de *Nuevas Políticas* se necesitaría

reducir la participación de las tecnologías basadas en energía nuclear (de 23% a un 16%), en solar fotovoltaica (de 4% a un 1%), en gas natural (de 25 a 22%) y en carbón (de 14 a 13%), e incrementar el peso hasta el límite máximo de las energías eólicas (*on-shore* y *off-shore*) e hidráulicas (Tabla 38).

Modelo Tecnológico Horizonte 2030	Riesgo (€/MWh)	Coste (€/MWh)	Distancia con el origen	Distancia con IEA.UE-27	Distancia relativa entre IEA.UE-27 y eficiente- radial	Distancia con la de mínimo coste absoluto	Distancia con la de mínimo riesgo absoluto
IEA.UE-27 <i>NP</i>	3,293	62,34	62,43	N/D	N/D	12,09	4,69
IEA.UE-27 <i>PA</i>	3,430	60,16	60,25	N/D	N/D	9,90	6,88
IEA.UE-27 <i>450</i>	3,306	66,82	66,90	N/D	N/D	16,56	0,37
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>NP</i>	3,102	58,74	58,82	3,61	5,78%		
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>PA</i>	3,177	55,71	55,80	4,46	7,40%		
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>450</i>	3,052	61,70	61,78	5,13	7,66%		
Mínimo coste absoluto	4,033	50,27	50,44	N/D			
Igual coste-menor riesgo <i>NP</i>	3,043	62,34	62,42	0,25			
Igual coste-menor riesgo <i>PA</i>	3,077	60,16	60,23	0,35			
Igual coste-menor riesgo <i>450</i>	2,997	66,82	66,89	0,31			
Igual riesgo-menor coste <i>NP</i>	3,293	57,45	57,55	4,89			
Igual riesgo-menor coste <i>PA</i>	3,430	56,91	57,01	3,25			
Igual riesgo-menor coste <i>450</i>	3,306	57,39	57,49	9,42			
Mínimo riesgo absoluto	2,996	67,02	67,08	N/D			

Tabla 37.- Distancias de las carteras IEA.UE-27 2030 y carteras eficientes del modelo Tecnológico. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

La cartera más próxima a la de mínimo coste absoluto es, de nuevo, la de *Políticas Actuales* (Tabla 37). Pese a ello la composición de ambas carteras presenta diferencias significativas en prácticamente la totalidad de las tecnologías, lo que dificulta el establecimiento de un comportamiento explicativo relacionado con las tecnologías (Tabla 38).

En 2030 optar por la combinación de mínimo coste absoluto (4,03€/MWh; 50,27€/MWh) implica incorporar sólo 6 tecnologías de las 12 posibles (Tabla 38). Todas ellas, excepto la energía eólica *on-shore*, participan hasta el máximo permitido y son las que presentan menores costes. Se trata de las mismas tecnologías que la de mínimo coste de 2020 (energía nuclear, carbón, gas natural, eólica *on-shore*, gran hidráulica y mini hidráulica). La combinación de tecnologías arrojaría, de nuevo, el valor más elevado de riesgo, que es función de los factores de correlación existentes entre las tecnologías que forman la cartera.

De otro modo, apostar por una cartera eficiente con igual riesgo y menor coste que las IEA.UE-27 implicaría: reducir la participación de la tecnología nuclear (18-20%) y de la biomasa (1%), incrementar levemente el peso de la de carbón (14-15%), dar entrada a las tecnologías de CAC,

con un 2-3% de participación cada una, el mantenimiento de una participación elevada de la del gas natural (24-25%) así como de participaciones hasta el límite máximo de las tecnologías: eólica *on-shore*, eólica *off-shore*, gran hidráulica y mini hidráulica. Así mismo conduciría a la anulación de las participaciones de las basadas en petróleo y en energía solar fotovoltaica. Por ello la disminución del coste de las carteras IEA.UE-27, manteniendo su riesgo, sería posible mediante el abandono de las tecnologías con mayor coste -solar fotovoltaica, biomasa y petróleo- y el incremento de las menos costosas (carbón y carbón con CAC), incluso hasta el límite máximo (gran hidráulica y mini hidráulica) (Tabla 38).

La cartera IEA.UE-27 450 es la más cercana a la cartera de mínimo riesgo absoluto (Tabla 37). De nuevo apostar por una cartera compuesta por una mayor proporción de tecnologías renovables, y respetuosa con el medio ambiente, conduce a un menor riesgo (Ilustración 36). Se estaría ante el efecto positivo que tendría la reducción del peso de las tecnologías fósiles y el incremento de las renovables a través de sus correlaciones y valores nulos de los costes de combustible, unido a la presencia de todas las tecnologías disponibles –incluidas las de CAC- en la cartera, que favorece una mayor diversificación. Es de destacar que la participación de las tecnologías renovables alcanza los límites máximos permitidos excepto para las energías eólicas (*on-shore* y *off-shore*). Para acercarse a la cartera de mínimo riesgo absoluto sería necesaria la reducción del peso de la energía nuclear en un 50%. La razón reside en la elevada correlación entre los costes de combustible de la energía nuclear y los del resto de tecnologías que emplean combustibles fósiles. Sería necesario a su vez doblar el peso de la de carbón e incrementar la de gas natural y sus tecnologías con CAC. Además los valores negativos de los coeficientes de correlación de la tecnología eólica *on-shore* para los costes de O&M favorecen la reducción del riesgo.

Incluso se puede observar en la Tabla 37 que sería posible componer una cartera con igual coste-menor riesgo (y similar a la de mínimo riesgo absoluto; 2,997 €/MWh) que la IEA.UE-27 450. Para conseguirlo el modelo buscaría un mayor grado de diversificación de la cartera. Así la participación de la nuclear debería pasar del 28% a la mitad (15%), incrementarse un 5% la de carbón y de gas natural, así como entrar con participaciones del 3% cada tecnología de CAC. Se observa cómo la distribución de la mitad de la participación de energía nuclear en la IEA.UE-27 450 permite reducir el nivel de riesgo de la cartera.

Modelo Tecnológico Horizonte 2030	Nuclear	Carbón	Carbón con CAC	Gas Natural	Gas Natural con CAC	Petróleo	Eólica <i>on-shore</i>	Gran Hidráulica	Mini Hidráulica	Eólica <i>off-shore</i>	Biomasa	Solar Fotovoltaica
IEA.UE-27 <i>NP</i>	22,73%	13,66%	-	24,77%	-	0,65%	14,74%	9,53%	1,30%	1,46%	6,89%	4,28%
IEA.UE-27 <i>PA</i>	19,27%	19,59%	-	27,59%	-	0,70%	12,18%	8,79%	1,20%	1,20%	5,88%	3,60%
IEA.UE-27 <i>450</i>	28,54%	7,46%	-	15,07%	-	0,68%	20,09%	10,81%	1,47%	1,99%	8,38%	5,50%
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>NP</i>	15,79%	12,83%	3,10%	22,28%	3,36%	0,82%	20,28%	10,65%		2,01%	6,29%	1,12%
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>PA</i>	16,68%	13,20%	2,88%	23,74%	3,85%	0,47%		10,81%			4,60%	0,00%
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>450</i>	15,49%	12,63%	3,20%	21,41%	3,08%	0,82%		10,20%			6,66%	2,76%
Mínimo coste absoluto	29,85%	23,42%	0,00%	27,59%	0,00%	0,00%	6,85%	10,81%		0,00%	0,00%	0,00%
Igual coste-menor riesgo <i>NP</i>	15,43%	12,59%	3,23%	21,25%	3,01%	0,82%	20,28%	10,10%		2,01%	6,71%	3,12%
Igual coste-menor riesgo <i>PA</i>	15,65%	12,73%	3,16%	21,83%	3,20%			10,43%			6,55%	1,87%
Igual coste-menor riesgo <i>450</i>	15,07%	12,45%	3,52%	19,82%	2,44%			9,21%			7,42%	5,50%
Igual riesgo-menor coste <i>NP</i>	18,89%	14,28%	3,30%	24,00%	3,59%	0,00%	20,28%	10,81%		2,01%	1,36%	0,00%
Igual riesgo-menor coste <i>PA</i>	20,42%	15,45%	1,97%	25,56%	2,03%			10,81%			0,00%	
Igual riesgo-menor coste <i>450</i>	19,09%	14,34%	3,33%	24,02%	3,57%			10,81%			1,07%	
Mínimo riesgo absoluto	15,11%	12,51%	3,61%	19,63%	2,33%	0,82%	9,08%	7,65%		5,50%		

Tabla 38.- Composición de las carteras eficientes del modelo y de la IEA.UE-27 2030. Modelo Tecnológico. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

6.2.3.1. Impacto de la no disponibilidad de tecnología de CAC en carteras de mínimo riesgo y mínimo coste absolutos

La tecnología de CAC, incorporada al proceso de generación de electricidad en plantas que emplean gas natural (ciclo combinado) y carbón, se caracteriza por ser una tecnología de elevado coste, emisora de GPEDMASH y con un elevado grado de correlación²⁵¹ de los componentes del coste con el resto de las tecnologías fósiles. La disposición real de esta tecnología en el horizonte 2030 está condicionada por un elevado grado de incertidumbre, como se apuntó en el apartado 2.5.4. La IEA (2011) incluso recoge la posibilidad de que se retrase el desarrollo y la entrada en fase comercial de esta tecnología en 10 años (años 2035-2040). Ello supondría según esta fuente un incremento del 12% en los costes globales de reducción de emisiones sobre el escenario 450. Por ello se considera relevante el estudio del posible impacto que tendría la no disposición de la tecnología de CAC en las carteras de mínimo riesgo y de mínimo coste en el horizonte 2030 y dentro del modelo.

En la Ilustración 37 se puede observar cómo la frontera eficiente del modelo tecnológico en caso de ausencia de tecnologías de CAC estaría a la derecha de la frontera eficiente que sí considera la disponibilidad de esta tecnología. La disponibilidad de esta tecnología permite, por tanto, reducir los valores del riesgo de la cartera.

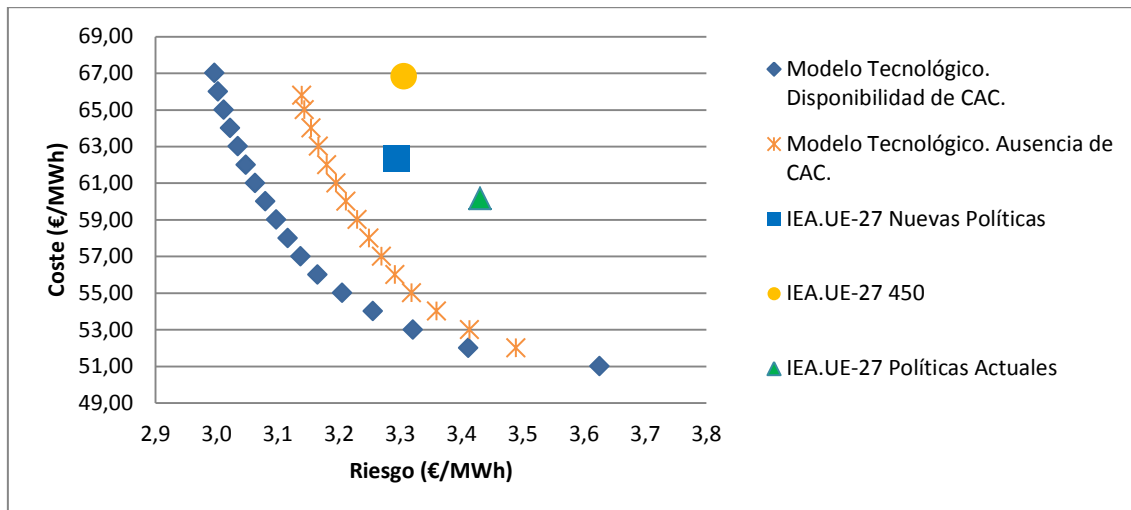


Ilustración 37.- Carteras IEA.UE-27 y fronteras eficientes del modelo Tecnológico considerando disponibilidad/no disponibilidad de tecnologías de CAC. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

El modelo opta por el mismo tipo de cartera eficiente en caso de buscar el mínimo coste absoluto, esté disponible o no la tecnología de CAC. El impacto sobre el riesgo para las carteras de mínimo riesgo es positivo: se reduce un 4,55% (Tabla 39). El potencial para la diversificación es mayor debido al incremento en el número de tecnologías. Disponer de tecnologías con CAC

²⁵¹ En el modelo se consideran los mismos coeficientes de correlación que para las tecnologías fósiles de carbón y de gas natural.

conduce a la reducción del peso de las tecnologías nuclear, carbón, gas natural, biomasa y gran hidráulica en torno a un 1% (Ilustración 38).

Carteras modelo Tecnológico. Horizonte 2030.	Evolución del riesgo	Evolución del coste
Mínimo coste absoluto	0%	0%
Mínimo riesgo absoluto	-4,55%	1,85%

Tabla 39.- Evolución de los valores de coste y riesgo de las carteras de mínimo riesgo y mínimo coste absolutos considerando la disponibilidad de tecnologías de CAC. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

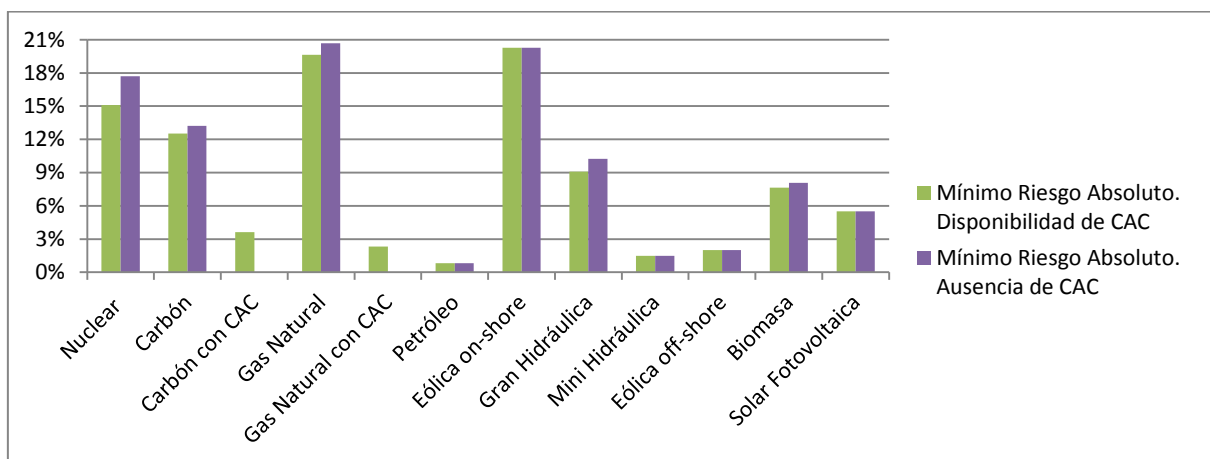


Ilustración 38.- Composición de las carteras de mínimo riesgo absoluto considerando la existencia/ausencia de tecnologías de CAC. Fuente: Elaboración propia.

El impacto que tiene sobre el coste de las carteras eficientes de mínimo coste la disposición de las tecnologías de CAC es nulo (Tabla 39). Se trata de la misma cartera de generación de electricidad (Ilustración 39). Las tecnologías participan en la cartera en los mismos porcentajes de electricidad producida. En las carteras de mínimo riesgo absoluto el coste se vería incrementado en un valor no superior al 2%, principalmente como resultado de la reducción de la participación de las tecnologías afectadas comentadas anteriormente, todas ellas con costes inferiores a las de CAC- (Ilustración 38).

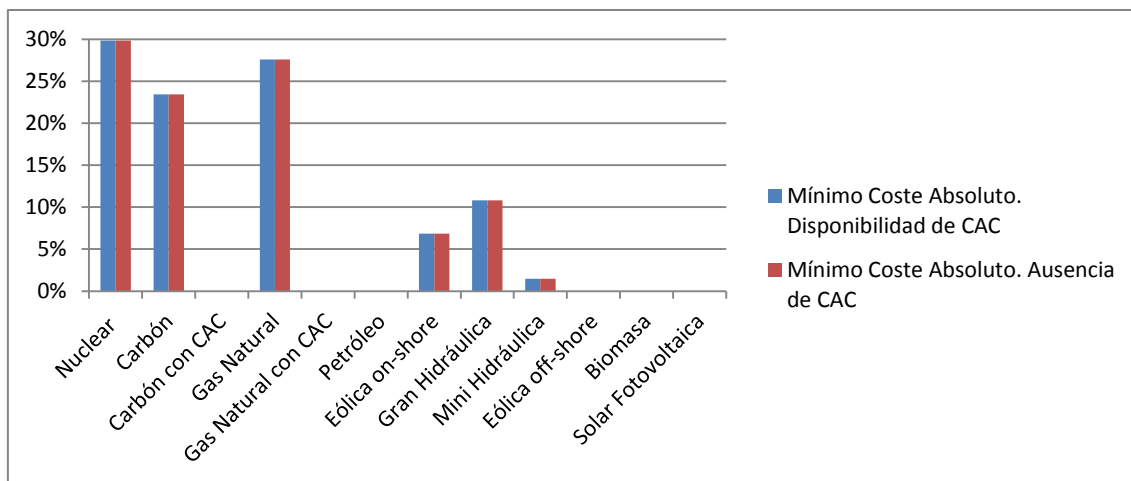


Ilustración 39.- Composición de las carteras de mínimo coste absoluto considerando la existencia/ausencia de tecnologías de CAC. Fuente: Elaboración propia.

6.2.4. Carteras de mínimo riesgo absoluto y de mínimo coste absoluto. Horizontes 2020 y 2030

El análisis de la composición de las carteras de mínimo coste y mínimo riesgo para los horizontes 2020 y 2030 del modelo Tecnológico permite extraer una serie de conclusiones.

En caso de buscar el mínimo coste absoluto de la cartera el número de tecnologías que participan se reduce, y se eliminan de la cartera aquellas que presentan los mayores costes: solar fotovoltaica, biomasa, petróleo y eólica *off-shore* (Ilustración 40). A su vez hay tecnologías que alcanzan el límite máximo de participación en ambos horizontes: energía nuclear, carbón, gas natural, gran hidráulica y mini hidráulica. La energía eólica *on-shore* participaría hasta el límite máximo en 2020, no así en 2030. El peso de las que emplean combustibles fósiles supera el 50%, seguido por la energía nuclear (26-30%) y por las energías renovables (19-25%).

De forma alternativa, si el objetivo es diseñar la cartera de mínimo riesgo absoluto en ella deben participar todas las tecnologías disponibles en cada horizonte. La tecnología basada en petróleo, la energía eólica *on-shore*, eólica *off-shore*, mini hidráulica y solar fotovoltaica participan hasta el máximo permitido. Las tecnologías con CAC participarían con un 2-3% cada una en 2030. La mayor diversificación permite a la cartera aprovecharse del efecto positivo de las correlaciones entre las diferentes tecnologías, con lo que disminuye su riesgo. A ello hay que sumarle además el riesgo reducido que incorporan las tecnologías renovables. Las tecnologías que liderarían las carteras de mínimo riesgo son la basada en la energía eólica *on-shore* (10-20%), en gas natural (21-25%), en energía nuclear (15-21%) y en carbón (15-21%). El peso de las que emplean combustibles fósiles se ve reducido a un valor entre el 39-42% del total de la cartera, del mismo modo que la participación de la energía nuclear (entre 15-22%). El conjunto de energías renovables alcanza un valor de participación entre el 36-46%.

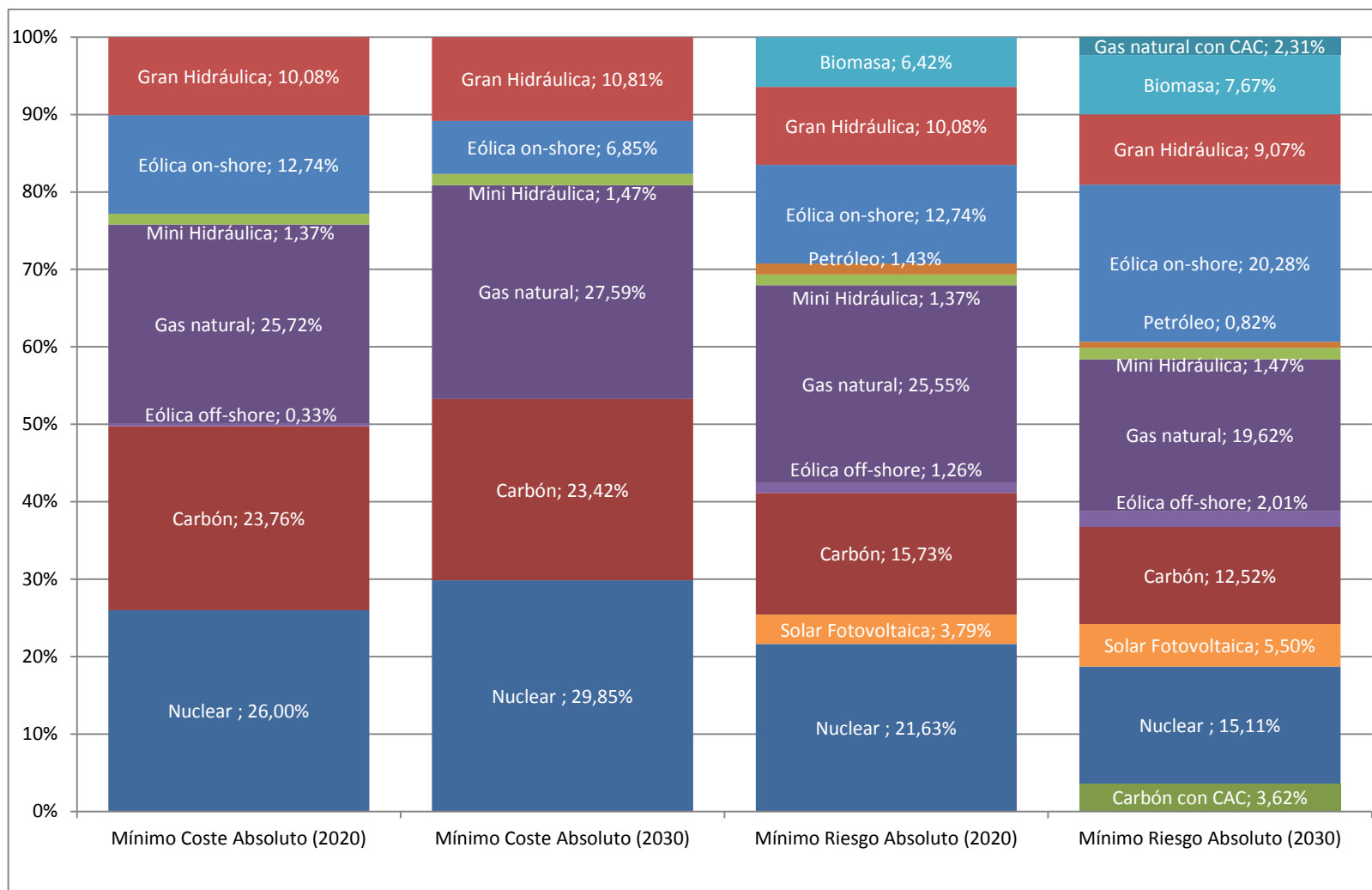


Ilustración 40.- Composición de las carteras de mínimo coste y mínimo riesgo absolutos. Modelo Tecnológico. Horizontes 2020 y 2030. Fuente: Elaboración propia.

6.3. Modelo Medioambiental

El modelo Medioambiental es el más completo de los tres modelos propuestos. Éste incorpora además de las restricciones relacionadas con la limitación máxima de la participación de las tecnologías propias del modelo Tecnológico las relacionadas con la emisión de gases y partículas de efectos dañinos sobre el medio ambiente y la salud humana (GPEDMASH).

6.3.1. Año 2010

El estudio referente al año 2010 no permite el análisis del modelo Medioambiental. El establecimiento de límites relacionados con las emisiones de gases contaminantes de la cartera se contempla para los horizontes 2020 y 2030. Los datos de participación de las tecnologías en la cartera IEA.UE-27 son tomados como base del cálculo de las restricciones medioambientales para los horizontes objeto de estudio.

6.3.2. Horizonte 2020

El modelo no ofrece solución para este horizonte. No existe combinación alguna de tecnologías que cumpla con los objetivos de reducción de emisiones propuestos para 2020. Los límites máximos de participación para las tecnologías emisoras impiden el alcanzar una cartera solución.

En la siguiente Tabla 40 se muestran los valores mínimos y máximos del factor de emisión de la cartera para cada GPEDMASH contemplado (en gramos por MWh) y calculados según se recoge en el punto 5.5.3. Como se puede observar el factor de emisión de las carteras IEA.UE-27 en 2020 para cada uno de los gases considerados es superior a los límites máximos calculados para el modelo.

Cartera IEA.UE-27 2020	CO ₂ (g/MWh)	SO ₂ (g/MWh)	NO _x (g/MWh)	PM (g/MWh)	Coste (€/MWh)	Riesgo (€/MWh)
<i>Nuevas Políticas</i>	242,7	27,7	118,7	13,5	60,92	3,510
<i>Políticas Actuales</i>	262,0	28,4	124,2	12,8	59,89	3,578
<i>450</i>	210,2	25,0	113,0	14,0	61,71	3,406
Límites mínimo y máximo calculados y contemplados en el modelo (g/MWh) ²⁵² .	186,25 - 212,77	10,27 - 12,10	80,05 - 89,40	9,05 - 9,30		

Tabla 40.- Carteras IEA.UE-27. Horizonte 2020. Factores de emisión por GPEDMASH, coste y riesgo.
Fuente: Elaboración propia.

La búsqueda de una posible solución al modelo enunciado se articula a través de un procedimiento heurístico. Éste se propone a través de la modificación individual de los límites máximos de participación en la cartera de las tecnologías no emisoras²⁵³. Por ello, a partir del aumento de la participación de las distintas tecnologías no emisoras -relajación de las

²⁵² Su cálculo se recoge en el referido punto 5.5.3 de esta tesis.

²⁵³ Energías: eólica *on-shore*, gran hidráulica, mini hidráulica, eólica *off-shore* y solar fotovoltaica.

restricciones tecnológicas- se trata de encontrar una solución al modelo que cumpla con el conjunto de restricciones planteadas. Cada escenario de reducción de emisiones de GPEDMASH -mínima, media y máxima- necesita de un incremento diferente del límite de participación. El valor de dicho incremento se extrae tras realizar los cálculos con la herramienta *Solver* de *Excel*. Por escenario de reducción se consideran los siguientes incrementos globales necesarios para encontrar una solución, tanto mayor cuanto más intensa es la reducción objetivo a conseguir en la cartera: mínima (+5,5%), media (+7,6%) y máxima (+9,8%) (Tabla 41).

Una vez establecida la cuantía necesaria de incremento en cada uno de los tres escenarios de reducción, se realiza el análisis del impacto de la asignación de estos incrementos:

- Al límite individual máximo de cada una de las tecnologías no emisoras,
- Al límite del conjunto de todas las tecnologías no emisoras (entre un 1% y un 2% para cada tecnología)²⁵⁴.

En la Tabla 41 se recogen las combinaciones coste-riesgo que minimizarían el riesgo en los dos casos estudiados y para los tres escenarios de reducción (mínima, media y máxima) a partir del incremento del límite de participación de las tecnologías. Para favorecer el análisis se presentan las carteras solución de mínimo riesgo del modelo Tecnológico y del Medioambiental para el caso del incremento puntual en el límite de participación de cada tecnología. De esta forma en el cuadro aparecen las carteras ordenadas por tecnología –cuyo límite es incrementado- y por incremento de coste, de menor a mayor²⁵⁵.

A tenor de lo expuesto es posible encontrar solución al modelo de carteras con restricciones medioambientales²⁵⁶ mediante el incremento individual en el límite de participación máxima de las tecnologías o en el conjunto de las no emisoras.

Se puede observar en la Tabla 41 cómo las carteras del modelo Medioambiental presentan un menor coste y un mayor riesgo que las carteras del modelo Tecnológico. Así mismo una mayor intensidad en los objetivos de reducción de emisiones implica mayores costes y riesgos de las carteras, excepto si se opta por incrementar el límite para las tecnologías hidráulicas -mini²⁵⁷ y gran hidráulica- (Tabla 41).

²⁵⁴ Éste debe ser del 1% para el escenario de reducción mínima, y del 2% para el de reducción media y máxima.

²⁵⁵ Con ello se pretende facilitar la comparación de ambos resultados por modelo y observar el impacto que tendría el mismo incremento en la tecnología seleccionada en ambos modelos.

²⁵⁶ Establecido en función de los objetivos de reducción de la UE-27 para este horizonte según se comentó.

²⁵⁷ Incluso para esta tecnología se vería reducido tanto el coste como el riesgo de la cartera a medida que se incrementa el objetivo de reducción de emisiones.

Incremento sobre el límite necesario por tecnología	Reducción mínima		Reducción media		Reducción máxima	
	+5,5%		+7,6%		+9,8%	
	Coste	Riesgo	Coste	Riesgo	Coste	Riesgo
Gran Hidráulica						
Modelo Medioambiental	56,95	3,61	56,75	3,64	56,55	3,68
Modelo Tecnológico ²⁵⁸	60,95	3,327	60,95	3,327	60,95	3,327
Mini Hidráulica						
Modelo Medioambiental	57,19	3,41	57,09	3,34	56,98	3,27
Modelo Tecnológico	60,85	3,129	60,71	3,056	60,57	2,982
Nuclear						
Modelo Medioambiental	57,96	3,67	58,15	3,72	58,35	3,77
Modelo Tecnológico ²⁵⁹	61,21	3,338	61,21	3,338	61,21	3,338
Eólica <i>on-shore</i>						
Modelo Medioambiental	58,21	3,50	58,49	3,47	58,78	3,45
Modelo Tecnológico	61,86	3,226	62,11	3,199	62,37	3,179
Eólica <i>off-shore</i>						
Modelo Medioambiental	58,93	3,43	59,50	3,39	60,08	3,35
Modelo Tecnológico	62,59	3,160	63,11	3,109	63,66	3,066
Incremento de 1%-2% en las tecnologías no emisoras						
Modelo Medioambiental	60,10	3,47	62,02	3,36	62,02	3,36
Modelo Tecnológico	64,09	3,177	67,14	3,054	67,14	3,054
Solar Fotovoltaica						
Modelo Medioambiental	66,50	3,51	70,02	3,50	73,57	3,51
Modelo Tecnológico	70,16	3,240	72,84	3,235	72,84	3,235

Tabla 41.- Incremento sobre el límite de participación de la tecnología por escenario de reducción y por tecnología. Carteras de mínimo riesgo. Modelos Tecnológico y Medioambiental. Horizonte 2020. Fuente: Elaboración propia.

En la Ilustración 41 se representan las carteras solución obtenidas tras la consideración de los incrementos comentados en las tecnologías. Las carteras de mínimo riesgo con menor coste serían las que contemplan el incremento en las energías hidráulicas –gran hidráulica y mini hidráulica-, seguidas por la tecnología nuclear y el recurso eólico (*on-shore* y *off-shore*). De forma contraria, las carteras que presentan mayores costes son aquellas que incrementan el límite de las distintas tecnologías no emisoras en su conjunto y la de la participación de la energía solar fotovoltaica.

²⁵⁸ Para la gran hidráulica en el modelo Tecnológico se obtienen las mismas carteras solución para los tres escenarios de reducción propuestos.

²⁵⁹ Para la nuclear en el modelo Tecnológico se obtienen las mismas carteras solución para los tres escenarios de reducción propuestos.

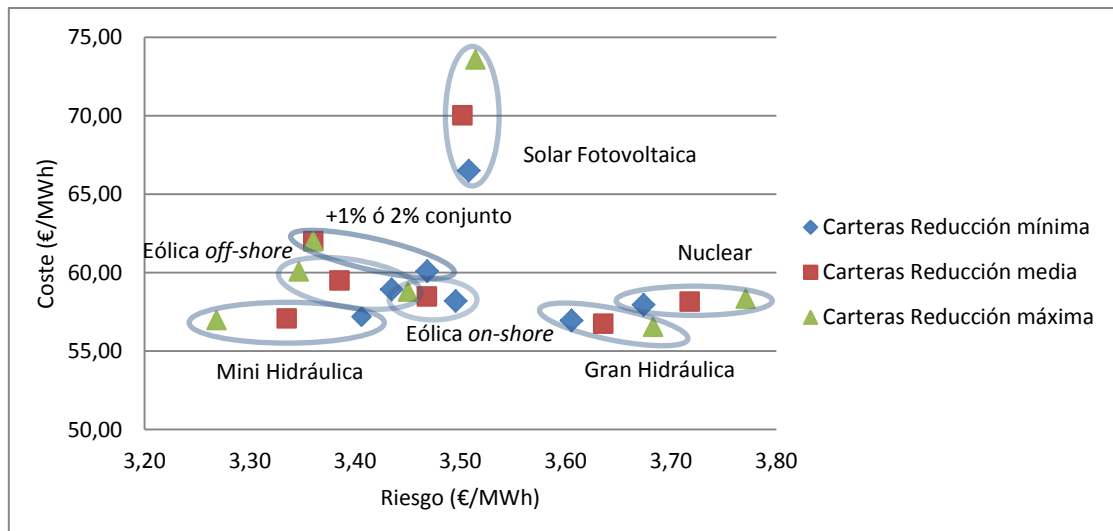


Ilustración 41.- Carteras eficientes de mínimo riesgo absoluto por escenario de reducción y límite tecnológico incrementado. Modelo Medioambiental. Horizonte 2020. Fuente: Elaboración propia.

En caso de tomar de referencia el riesgo de la cartera (Ilustración 41), la opción que presenta un valor menor para el modelo Medioambiental es la que asume un incremento de la tecnología mini hidráulica, seguida por la energía eólica *off-shore*, el incremento conjunto y la energía eólica *on-shore*.

Para establecer una medida que permita la comparación entre las distintas opciones se plantea el cálculo del siguiente indicador de variación. Para ello se emplea la siguiente fórmula:

$$\left| \frac{\nabla \text{Coste}}{\Delta \text{Riesgo}} \right| = \left| \frac{C_{\text{Modelo Medioambiental}} - C_{\text{Modelo Tecnológico}}}{\sigma_{\text{Modelo Medioambiental}} - \sigma_{\text{Modelo Tecnológico}}} \right| \quad (\text{Ex. 6.1})$$

De esta forma cuanto mayor sea el valor absoluto aportado por esta medida será indicativo bien de que la reducción del coste es mayor o bien que el incremento del riesgo es menor, o una combinación de ambas situaciones.

En la Tabla 42 se recogen los porcentajes de reducción del coste y de incremento del riesgo para los tres escenarios de reducción de emisiones y su promedio, además del valor del referido indicador de variación promedio por tecnología.

Tecnología	Impacto sobre los valores de coste y riesgo de las carteras de mínimo riesgo absoluto del modelo Medioambiental en comparación con las del modelo Tecnológico	Reducción de emisiones mínima	Reducción de emisiones media	Reducción de emisiones máxima	Reducción de emisiones: Promedio	Indicador de variación promedio
Gran Hidráulica	Reducción del coste (%)	-6,6%	-6,9%	-7,2%	-6,9%	72,5%
	Incremento del riesgo (%)	8,5%	9,4%	10,6%	9,5%	
Mini Hidráulica	Reducción del coste (%)	-6,0%	-6,0%	-5,9%	-6,0%	64,1%
	Incremento del riesgo (%)	9,0%	9,3%	9,7%	9,3%	
Nuclear	Reducción del coste (%)	-5,3%	-5,0%	-4,7%	-5,0%	43,6%
	Incremento del riesgo (%)	9,9%	11,4%	12,9%	11,4%	
Eólica <i>on-shore</i>	Reducción del coste (%)	-5,9%	-5,8%	-5,8%	-5,8%	68,6%
	Incremento del riesgo (%)	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	
Eólica <i>off-shore</i>	Reducción del coste (%)	-5,8%	-5,7%	-5,6%	-5,7%	64,0%
	Incremento del riesgo (%)	8,5%	9,0%	9,3%	8,9%	
Combinación de tecnologías	Reducción del coste (%)	-6,2%	-7,6%	-7,6%	-7,2%	73,4%
	Incremento del riesgo (%)	9,2%	10,0%	10,0%	9,8%	
Solar Fotovoltaica	Reducción del coste (%)	-5,2%	-3,9%	1,0%	-2,7%	32,3%
	Incremento del riesgo (%)	8,3%	8,2%	8,5%	8,3%	

Tabla 42.- Impacto sobre los valores de coste y riesgo de las carteras de mínimo riesgo absoluto del modelo Medioambiental en comparación con las del modelo Tecnológico. Horizonte 2020. Fuente: Elaboración propia.

Del análisis de la Tabla 42 es posible extraer varias conclusiones sobre las carteras de mínimo riesgo en relación con la modificación al alza de la participación de las tecnologías no emisoras:

- El establecimiento de objetivos de reducción de emisiones reduciría el coste de la cartera de mínimo riesgo del modelo Tecnológico (entre un 4 y un 7% dependiendo de la tecnología), e incrementaría su riesgo (entre un 8 y un 13%).
- Las tecnologías no preferidas a la hora de incrementar sus límites serían la basada en energía nuclear y en solar fotovoltaica. En el caso de la nuclear registra un aumento considerable del riesgo (entre un 10 y un 13%) y una disminución leve del coste (5%). La energía solar fotovoltaica aunque registra unos valores mínimos de incremento del riesgo (8%), su relación global se ve condicionada negativamente por el incremento del coste de la cartera en el caso de reducción máxima.
- Las opciones tecnológicas que presentan un mayor valor absoluto del indicador de variación promedio son por orden: el incremento conjunto del límite de tecnologías, la gran hidráulica, la energía eólica *on-shore* y la mini hidráulica.

Tras lo expuesto se puede concluir que los objetivos de reducción de emisiones de GPEDMASH recogidos en el modelo para el horizonte 2020 no son alcanzables atendiendo a los porcentajes de participación de las tecnologías propuestos para las no emisoras.

En caso de que se quisieran cumplir los objetivos de reducción de emisiones propuestos sería necesario incrementar los límites técnicos de participación de las tecnologías no emisoras bien individualmente o en su conjunto en función del objetivo seleccionado.

La decisión sobre cuál debería ser la tecnología seleccionada sobre la que llevar a cabo el incremento depende del criterio seguido: disminución del coste o incremento del riesgo de la cartera.

Del análisis de las opciones tecnológicas y del impacto sobre el coste y el riesgo se concluye que en el caso de querer cumplir con los límites de emisión de las carteras dentro del objetivo de mínimo riesgo se debería optar por un incremento conjunto entre el 1 y el 2% de cada una de las tecnologías, ya que con ello se lograría la mejor relación entre reducción del coste e incremento del riesgo.

En caso de preferir el incremento único en una tecnología, la mejor posicionada es la gran hidráulica. Pese a que se trata de una tecnología con un riesgo elevado dentro de las opciones individuales, es su coste, sus emisiones de gases y partículas nulas y el efecto positivo de sus correlaciones con el resto de tecnologías lo que la hace preferida a la hora de ser incrementada.

6.3.3. Horizonte 2030

La aplicación del modelo en el horizonte 2030 genera una frontera eficiente para cada escenario de reducción de emisiones -mínima, media y máxima- (Ilustración 42). Se produce una penalización del uso de tecnologías contaminantes –emisoras-. Como resultado el peso de las energías renovables se incrementa. El grado de diversificación potencial de la cartera se ve cada vez más condicionado debido a la incorporación de las nuevas restricciones sobre emisiones.

Se observa cómo el establecimiento de los objetivos de reducción provoca un desplazamiento hacia arriba y hacia la derecha de la frontera eficiente, que se acorta. Esto se traduce en una menor variabilidad tanto del coste como del riesgo de las carteras.

El endurecimiento del objetivo de reducción de emisiones provoca que se eliminen los valores del coste más elevados y se eleven los que forman el extremo inferior de la frontera, así como que el riesgo se desplace hacia unos valores más elevados.

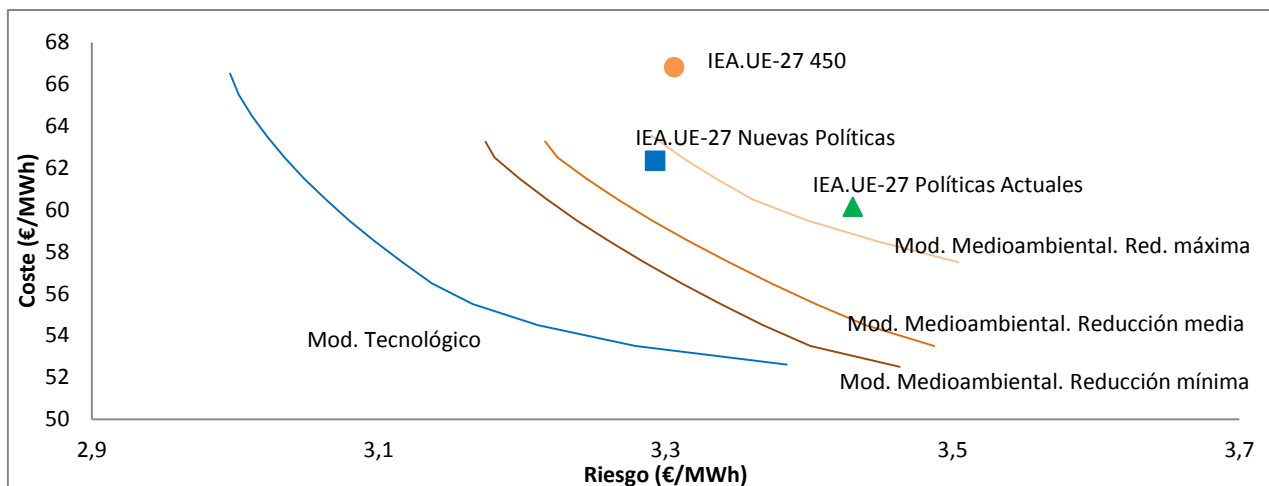


Ilustración 42.- Fronteras eficientes y carteras IEA.UE-27 2030. Modelos Tecnológico y Medioambiental.
Fuente: Elaboración propia.

Contrariamente la ausencia de objetivos de reducción –modelo Tecnológico- provoca que la frontera eficiente se sitúe hacia la izquierda. En este caso la generación de la frontera eficiente estaría menos condicionada al no incorporar los límites de emisiones comentado. Sería posible, por tanto, un mayor grado de diversificación de las tecnologías y con ello la reducción del riesgo.

6.3.3.1. Eficiencia y distancias

El análisis de la eficiencia de las carteras IEA.UE-27 2030 ha de ser realizado con cautela. Como se avanzó en el punto 5.6.3 la no disposición de datos desagregados sobre la participación de la tecnología de CAC en las carteras IEA.UE-27 impide la valoración del impacto potencial de esta tecnología. Por ello la caracterización en el estudio de estas carteras a través de su coste y riesgo no es completa.

Se puede observar cómo el elevado coste de la cartera IEA.UE-27 450 es indicativo de su localización en la región de no eficiencia²⁶⁰ –por encima de la frontera eficiente- para el escenario de reducción media y máxima²⁶¹ (Ilustración 42; Tabla 43).

²⁶⁰ Por ello se hace imposible el cálculo de las carteras eficientes-radiales de los escenarios señalados de reducción media y máxima e igual coste-menor riesgo.

²⁶¹ No es posible el cálculo de las carteras eficientes-radiales IEA.UE-27 450 (escenario medio y máximo) y la cartera eficiente de igual coste-menor riesgo.

Modelo Medioambiental Horizonte 2030	Distancia con el origen.			Distancia con IEA.UE-27.			Distancia relativa entre IEA.UE-27 y eficiente-radial (%)			Distancia con la cartera de mínimo coste absoluto.			Distancia con la cartera de mínimo riesgo absoluto.		
	Mínima	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima
IEA.UE-27 <i>NP</i>	62,43			N/D			N/D			10,7	9,8	5,8	1,2	1,2	1,7
IEA.UE-27 <i>PA</i>	60,25			N/D			N/D			8,5	7,6	3,6	3,4	3,4	3,9
IEA.UE-27 <i>450</i>	66,90			N/D			N/D			15,2	14,2	10,3	3,3	3,3	2,7
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>NP</i>	61,1	61,7	62,9	1,3	0,8	0,4	2,1	1,2	0,7						
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>PA</i>	57,8	58,5	60,1	2,4	1,7	0,1	4,0	2,9	0,2						
Eficiente-radial IEA.UE-27 <i>450</i>	61,8	N/D	N/D	5,1	N/D	N/D	7,7	N/D	N/D						
Mínimo coste absoluto	51,6	52,7	56,5	N/D											
Igual coste-menor riesgo <i>NP</i>	62,4	62,4	62,4	0,1	0,1	0,0									
Igual coste-menor riesgo <i>PA</i>	60,2	60,2	60,3	0,2	0,1	0,0									
Igual coste-menor riesgo <i>450</i>	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D									
Igual riesgo-menor coste <i>NP</i>	57,8	60,0	63,9	4,6	2,4	1,5									
Igual riesgo-menor coste <i>PA</i>	53,6	55,3	59,4	6,7	4,9	0,8									
Igual riesgo-menor coste <i>450</i>	57,3	59,5	63,3	9,6	7,4	3,6									
Mínimo riesgo absoluto	63,6	63,6	64,2	N/D											

Tabla 43.- Distancias de las carteras IEA.UE-27 2030 y carteras eficientes del modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

La cartera más cercana a su eficiente-radial en los escenarios de reducción mínima y media es la de *Nuevas Políticas*, y la de *Políticas Actuales* para el escenario de reducción máxima (Tabla 43). Estas carteras serían las que menor distancia deberían recorrer para acercarse a la eficiencia de coste-riesgo. Este detalle las convierte en las carteras mejor posicionadas por escenario de reducción para convertirse en la cartera objetivo desde un punto de vista de eficiencia-radial. Aproximarse a las carteras eficientes-radiales es posible mediante el incremento del peso de las tecnologías no contaminantes, como la energía nuclear (desde el 22% a un 23-29%), la reducción y transferencia de parte de la participación de las tecnologías contaminantes de carbón y gas natural hacia estas tecnologías que incorporan CAC, la intensa reducción de tecnología de biomasa (fuente de emisión) y un incremento hasta el límite máximo permitido de las energías renovables, excepto la energía solar fotovoltaica y la biomasa (ya señalada), ambas con costes elevados (Tabla 44).

Modelo Medioambiental 2030	Nuclear	Carbón	Carbón con CAC	Gas Natural	Gas Natural con CAC	Petróleo	Eólica on-shore	Gran Hidráulica	Mini Hidráulica	Eólica off-shore	Biomasa	Solar Fotovoltaica
IEA.UE-27 NP	22,73%	13,66%	-	24,77%	-	0,65%	14,74%	9,53%	1,30%	1,46%	6,89%	4,28%
IEA.UE-27 PA	19,27%	19,59%	-	27,59%	-	0,70%	12,18%	8,79%	1,20%	1,20%	5,88%	3,60%
IEA.UE-27 450	28,54%	7,46%	-	15,07%	-	0,68%	20,09%	10,81%	1,47%	1,99%	8,38%	5,50%
Eficiente-radial IEA.UE-27 NP Reducción mínima	23,37%	9,47%	3,16%	21,06%	2,39%	0,30%	20,28%	10,81%	1,47%	2,01%	1,45%	4,22%
Eficiente-radial IEA.UE-27 NP Reducción media	25,87%	7,62%	2,97%	20,41%	2,10%	0,13%	20,28%	10,81%	1,47%	2,01%	1,89%	4,43%
Eficiente-radial IEA.UE-27 PA Reducción máxima	29,85%	3,97%	3,85%	21,35%	0,71%	0,00%	20,28%	10,81%	1,47%	2,01%	2,44%	3,25%

Tabla 44.- Composición de las carteras *Nuevas Políticas (NP)* y *Políticas Actuales (PA)* eficientes-radiales y de la IEA.UE-27 2030 por escenarios de reducción. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

Desde una perspectiva medioambiental, la mayor eficiencia implicaría unos resultados de coste-riesgo que estarían por debajo de los de las carteras IEA.UE-27²⁶² (Tabla 45). Por ello las carteras eficientes-radiales serían atractivas tanto desde un punto de vista de coste-riesgo (menores valores) como medioambiental (menores emisiones). El endurecimiento de los objetivos de reducción conduciría a mayores valores de coste-riesgo para las carteras eficientes, pero en todo caso menores que los de las carteras de la IEA (Tabla 45).

IEA.UE-27 2030	Riesgo (€/MWh)				Coste (€/MWh)			
	IEA	Cartera eficiente escenario de reducción			IEA	Cartera eficiente escenario de reducción		
		Mínima	Media	Máxima		Mínima	Media	Máxima
<i>Nuevas Políticas</i>	3,29	3,22	3,25	3,32	62,34	60,4	60,8	62,8
<i>Políticas Actuales</i>	3,43	3,29	3,33	3,40	60,16	57,9	58,1	60,0
450	3,31	3,17	N/D	N/D	66,82	62,1	N/D	N/D

Tabla 45.- Valores del riesgo y del coste de la cartera IEA.UE-27 2030 y carteras eficientes radiales. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

La cartera IEA.UE-27 *Políticas Actuales* es la más cercana a la de mínimo coste absoluto para los tres escenarios de reducción, ya que presenta las menores distancias (Tabla 43). Su aproximación a la eficiencia sería posible mediante la reducción del peso de las tecnologías emisoras y que presentan mayores costes. De esta forma la tecnología de carbón debería reducirse a más de la mitad y la tecnología de biomasa debería de eliminarse -unidas a la de petróleo y solar fotovoltaica (Ilustración 43)-. Las tecnologías que asumirían el incremento serían aquellas que equilibran el coste y las emisiones de la cartera: energía nuclear (+10%) y energías renovables. Entre estas últimas estarían la energía eólica *on-shore* (+8%), eólica *off-shore* (+0.8%), gran hidráulica (+2%) y mini hidráulica (+0.2%), que alcanzan el máximo permitido de participación.

De forma alternativa, la cartera IEA.UE-27 *Nuevas Políticas* es la más cercana a la cartera de mínimo riesgo absoluto para los tres escenarios de reducción. Esta cartera IEA se podría convertir en la de mínimo riesgo absoluto mediante el incremento de tecnología nuclear (desde el 22% al 24-27%), la inclusión de tecnologías renovables hasta los límites máximos (excepto para la biomasa, que ve minorado su peso), la reducción de la participación de tecnologías contaminantes (carbón del 13% al 4-10%, gas natural del 25% al 19-22% y biomasa un tercio) y la introducción de tecnologías de CAC (con un 2-3% de participación cada una) (Ilustración 43).

²⁶² Excepto para la cartera *Nuevas Políticas* en caso de reducción máxima.

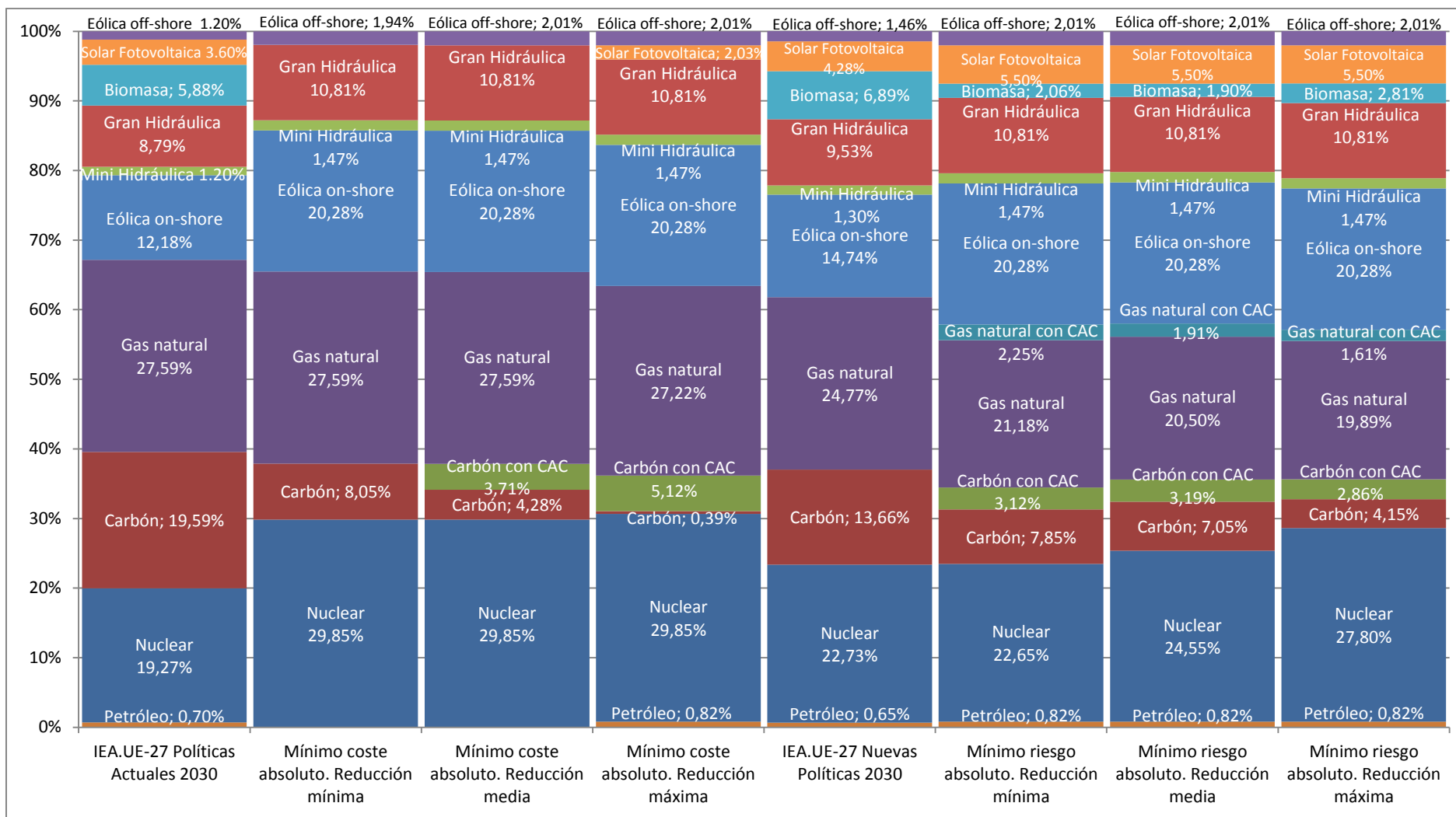


Ilustración 43.- Composición de las carteras de mínimo riesgo y mínimo coste absolutos e IEA.UE-27 2030. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030 Fuente: Elaboración propia.

6.3.3.2. Ampliando el análisis de la eficiencia: de la dimensión coste-riesgo a una triple perspectiva (coste-riesgo y medioambiental)

El análisis realizado de la proximidad a la eficiencia de las carteras atiende al criterio de menor distancia para cada escenario desde una perspectiva de coste-riesgo. El movimiento hacia la eficiencia, no solo económica –y de riesgo- sino también medioambiental está condicionado además por el obligado cumplimiento de los límites de emisión de la cartera. Para ello es necesario, como se comentó, que las carteras IEA.UE-27 reduzcan el peso de las tecnologías contaminantes e incrementen la participación de tecnologías no emisoras –nuclear y renovables-, en función del objetivo a minimizar en el modelo. Por ello, aunque las carteras de la IEA.UE-27 se sitúen gráficamente cerca de estas carteras eficientes, las modificaciones a llevar a cabo en la estructura de participación para alcanzar la eficiencia suelen ser de tal magnitud que hay que hablar de nuevas carteras, y no de carteras modificadas.

En este sentido la medida del nivel de alejamiento del objetivo conjunto de reducción de emisiones (propuesta en el apartado 5.6.5, expresión 5.24), permite analizar hasta qué punto las carteras IEA.UE-27 son ineficientes desde el punto de vista medioambiental (Tabla 46).

Carteras IEA.UE-27 2030	Objetivo de reducción		
	Mínima	Media	Máxima
<i>Nuevas Políticas</i>	1,98	2,45	3,05
<i>Políticas Actuales</i>	2,60	3,16	3,88
<i>450</i>	1,11	1,45	1,87
Eficiente-radial NP	-0,60	-0,48	-0,32
Eficiente-radial PA	-0,62	-0,48	-0,48
Eficiente-radial 450	1,88	N/D	N/D
Mínimo coste absoluto	-1,24	-1,32	-1,50
Igual coste-menor riesgo NP	-0,59	-0,48	-0,32
Igual coste-menor riesgo PA	-0,60	-0,48	-0,43
Igual coste-menor riesgo 450	N/D	N/D	N/D
Igual riesgo-menor coste NP	-0,62	-0,48	-0,32
Igual riesgo-menor coste PA	-0,92	-0,47	-0,67
Igual riesgo-menor coste 450	-0,63	-0,48	-0,32
Mínimo riesgo absoluto	-0,54	-0,48	-0,32

Tabla 46.- Valores de nivel de alejamiento del objetivo conjunto de reducción de emisiones para cada cartera. Horizonte 2030. Valor mínimo por escenario (-4). Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar cómo los valores más elevados de esta medida, expresivos de un mayor alejamiento del cumplimiento del objetivo, se corresponden con los de las carteras IEA.UE-27 *Nuevas Políticas* y *Políticas Actuales* (Tabla 46). Por su parte la cartera IEA.UE-27 *450*, más respetuosa con el medio ambiente, presenta menores valores, indicativos de menores emisiones en su conjunto.

El modelo arroja combinaciones eficientes por escenario de reducción que cumplen con los requisitos tecnológicos y medioambientales. Son, por tanto, carteras eficientes desde una triple perspectiva: coste, riesgo y respeto medioambiental. En la señalada Tabla 46 puede observarse cómo las carteras con el mínimo riesgo y mínimo coste absolutos presentan unos factores de emisión reducidos. Son sinónimo de carteras con bajas emisiones y que cumplen los objetivos de reducción. La cartera con menores emisiones en conjunto sería la de mínimo coste absoluto. Alternativamente la cartera de mínimo riesgo absoluto presentaría un valor algo mayor. Esto es debido principalmente a la entrada de la tecnología basada en biomasa -emisora de GPEDMASH- y de la tecnología de petróleo, al menor peso de la energía nuclear, así como a la mayor participación conjunta de tecnologías de carbón (Ilustración 43).

6.3.3.3. Efectos de la consideración de objetivos de reducción sobre las carteras de mínimo coste y mínimo riesgo absolutos

La búsqueda del mínimo riesgo conduce al diseño de carteras en las que participan la totalidad de las tecnologías disponibles. Esto asegura tanto la reducción del riesgo, gracias al efecto diversificación atribuible a la inexistencia de costes²⁶³ de combustible y de emisión de CO₂ de energías renovables y a los diferentes coeficientes de correlación para los costes de O&M de las tecnologías, como el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones.

Contrariamente si se pretende diseñar la cartera que presente el menor coste se debe apostar por un pequeño número de tecnologías con costes reducidos. Se desecharía así la participación de las tecnologías con mayores costes. Como resultado el riesgo de la cartera se sitúa en sus valores más elevados.

La incorporación de los objetivos de reducción produce efectos diversos sobre el coste y el riesgo de las carteras de mínimo riesgo y mínimo coste absolutos, en caso de comparar las carteras del modelo Tecnológico con las del Medioambiental. En la Tabla 47 se puede observar cómo las carteras de mínimo riesgo absoluto del modelo Medioambiental presentan un mayor riesgo que las del modelo Tecnológico -entre un 6% y un 10% más-, además de una reducción del coste -en torno al 5%-. La mayor participación de la tecnología nuclear -que pasa de un 15% a un 22% ó 27%- y la reducción de la tecnología basada en carbón -pasa de un 12% a un 7% ó a un 4%- y en biomasa -de un 8% a un 2%-, ambas contaminantes, provoca que la cartera asuma valores de mayor riesgo (Tabla 48). El descenso de la participación de la biomasa, con coeficiente de correlación negativo para los costes de combustible y coste individual elevado, parece ser parte de la causa de este efecto.

²⁶³ Sus correlaciones tienen así mismo un valor nulo.

Evolución del coste y riesgo de las carteras. Comparación entre modelo Medioambiental y el Tecnológico.	Mínimo riesgo absoluto		Mínimo coste absoluto	
	Evolución del riesgo	Evolución del coste	Evolución del riesgo	Evolución del coste
Modelo Medioambiental. Reducción mínima.	5,94%	-5,23%	-9,51%	2,66%
Modelo Medioambiental. Reducción media.	7,32%	-5,19%	-10,16%	4,58%
Modelo Medioambiental. Reducción máxima.	9,80%	-4,37%	-10,33%	12,42%

Tabla 47.- Evolución del coste y riesgo de las carteras. Comparación entre las carteras de mínimo coste y mínimo riesgo absolutos del modelo Medioambiental con las del modelo Tecnológico. Horizonte 2030.
Fuente: Elaboración propia.

Las carteras de mínimo coste absoluto del modelo Medioambiental presentan un menor riesgo que las del modelo Tecnológico -sobre un 10%- y un incremento del coste -entre el 2% y el 12%- (Tabla 47). El modelo Medioambiental penaliza en este tipo de carteras eficientes el uso de tecnología de carbón, que pasaría de suponer un 23% de la cartera en el modelo Tecnológico a prácticamente desaparecer en la de reducción máxima (Tabla 48). La tecnología que absorbe en mayor medida la reducción del carbón es la eólica *on-shore* (que pasa de un 7% al límite máximo del 20%). La energía eólica *on-shore* presenta unos factores de correlación negativos para los costes de O&M de las tecnologías que emplean combustibles fósiles, además de un riesgo nulo vinculado con los costes de combustible. Esto permite reducir el riesgo de la cartera y, unido al coste competitivo (IEA, 2012) y su carácter no emisor adicional, convierte a esta tecnología en referente a la hora de incrementar su peso en la cartera de mínimo coste absoluto y cumplimiento de objetivos medioambientales. La introducción de la tecnología eólica *off-shore* en la cartera potencia el efecto positivo que provoca la participación de ambas eólicas. Como resultado la cartera se beneficia de un menor riesgo (10%) y un mayor coste (entre un 2% y un 12%) -Tabla 47-.

El coste de la cartera de mínimo coste absoluto del modelo Medioambiental de reducción máxima experimenta una fuerte subida. La razón es la entrada en la cartera de la energía solar fotovoltaica y el incremento de la de carbón con CAC –menos intensiva en emisiones que la de carbón-, dos tecnologías con costes elevados (Tabla 48). La incorporación de la energía solar fotovoltaica viene obligada por tratarse de la tecnología renovable no emisora que permite incrementos en su participación, puesto que el resto de tecnologías no emisoras ya participan hasta el límite máximo permitido. La contrapartida se produce sobre el riesgo, que se reduce hasta un 7,2% (Tabla 48).

Carteras eficientes. Modelo:	Nuclear	Carbón	Carbón con CAC	Gas Natural	Gas Natural con CAC	Petróleo	Eólica <i>on- shore</i>	Gran Hidráulica	Mini Hidráulica	Eólica <i>off- shore</i>	Biomasa	Solar Fotovoltaica
Mínimo riesgo absoluto												
Tecnológico	15,11%	12,51%	3,61%	19,63%	2,33%	0,82%	20,28%	9,08%	1,47%	2,01%	7,65%	5,50%
Medioambiental. Reducción mínima	22,65%	7,85%	3,12%	21,18%	2,25%			2,06%				
Medioambiental. Reducción media	24,55%	7,05%	3,19%	20,50%	1,91%			10,81%			1,90%	
Medioambiental. Reducción máxima	27,80%	4,15%	2,86%	19,89%	1,61%			2,81%				
Mínimo coste absoluto												
Tecnológico	29,85%	23,42%	0,00%	27,59%	0,00%	0,00%	6,85%	10,81%	1,47%	0,00%	0,00%	0,00%
Medioambiental. Reducción mínima		8,05%					3,71%			20,28%		
Medioambiental. Reducción media		4,28%	0,82%	2,01%								
Medioambiental. Reducción máxima		0,39%		5,12%			27,22%			2,01%		

Tabla 48.- Composición de las carteras de mínimo coste y mínimo riesgo absolutos del modelo Medioambiental y modelo Tecnológico. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

El modelo Medioambiental penaliza en mayor o menor medida el uso de tecnologías que emplean combustibles fósiles debido a la necesidad de cumplir con los límites de emisión de las carteras. De hecho los factores de emisión de las carteras eficientes del modelo Tecnológico superan los límites de emisión de los tres escenarios de reducción de emisiones para todos los GPEDMASH (Ilustración 44). Es por ello que el modelo Medioambiental rechaza la participación de las tecnologías más contaminantes y las sustituye por tecnologías no emisoras –renovables- o de menor factor de emisión –con CAC-, con lo que se consigue reducir el carácter contaminante de la cartera.

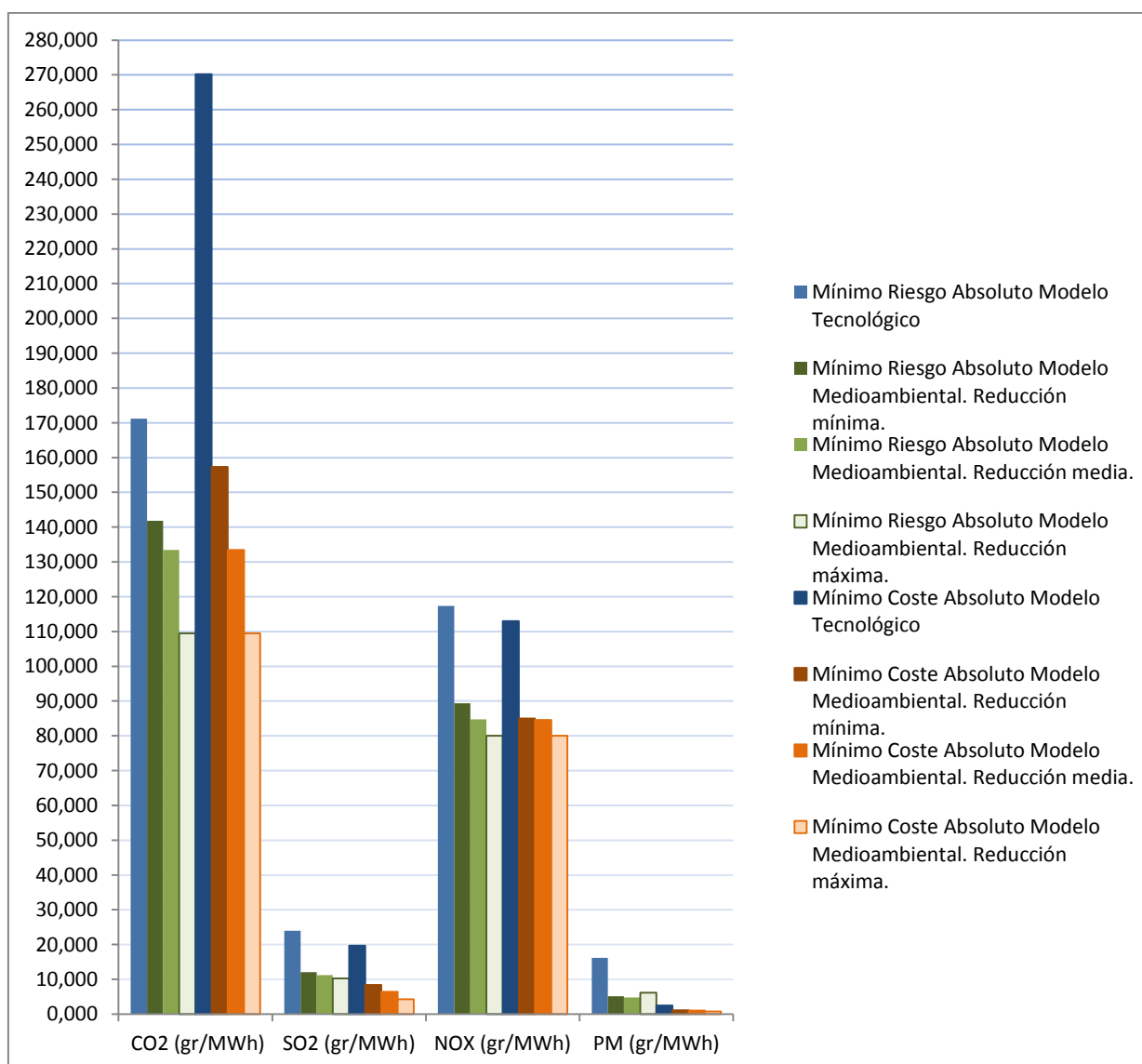


Ilustración 44.- Factores de emisión de la cartera por GPEDMASH (en g/MWh). Carteras eficientes e IEA.UE-27. Fuente: Elaboración propia.

El endurecimiento de los objetivos de reducción de emisiones provoca en las carteras de mínimo riesgo absoluto un incremento paulatino y leve del mismo, entre un 1% y un 4% -el coste apenas se vería incrementado- (Tabla 49). De forma contraria, las carteras de mínimo

coste absoluto experimentarían un incremento gradual del coste entre el 2% y el 9,5%, y una reducción del riesgo menor al 1%.

Escenario de reducción	Riesgo (€/MWh)	Evolución del riesgo	Coste (€/MWh)	Evolución del coste
Cartera de mínimo riesgo absoluto				
Mínima	3,174	-	63,5	-
Media	3,216	1,3%	63,5	0,0%
Máxima	3,290	3,7%	64,1	0,9%
Cartera de mínimo coste absoluto				
Mínima	3,650	-	51,6	-
Media	3,623	-0,7%	52,6	1,9%
Máxima	3,616	-0,9%	56,5	9,5%

Tabla 49.- Evolución del riesgo y del coste de las carteras de mínimo coste y mínimo riesgo absolutos tomando como base los de la cartera de reducción mínima. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

En ambas carteras de mínimo riesgo y coste absolutos la participación de ciertas tecnologías renovables alcanzan sus límites máximos: eólica *on-shore*, eólica *off-shore*, gran hidráulica y mini hidráulica. El endurecimiento de los objetivos de reducción conduce a la inclusión de la energía solar en la cartera, el descenso de la participación de la tecnología basada en carbón – y gas natural con y sin CAC- así como al incremento del peso de la tecnología de carbón con CAC y de la energía nuclear (Ilustración 45).

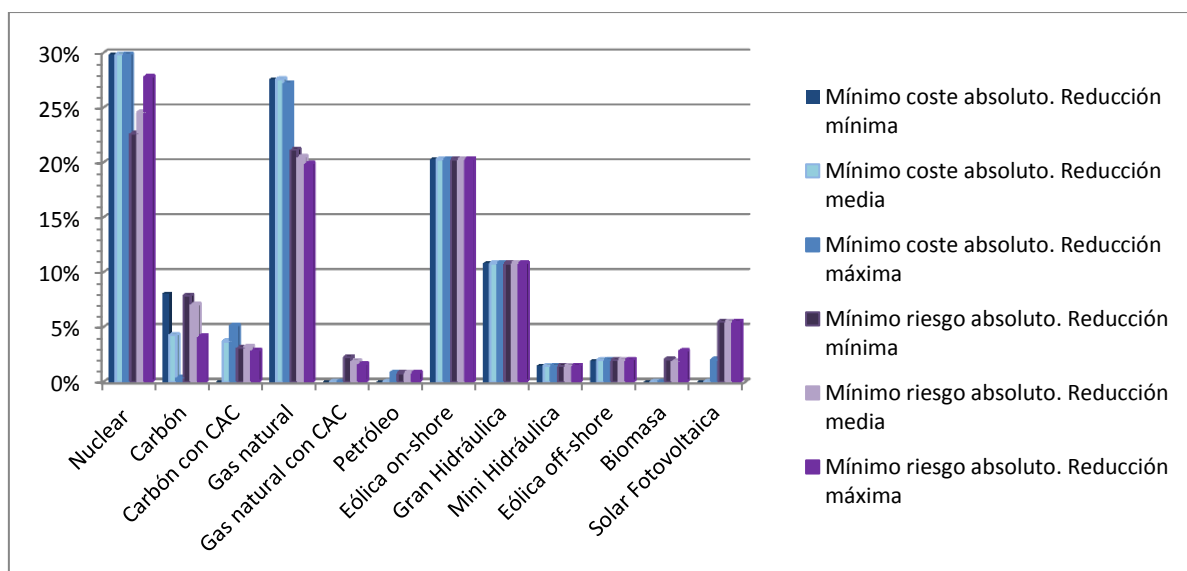


Ilustración 45.- Composición de las carteras de mínimo riesgo y mínimo coste absoluto. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

Se observa además cómo en las carteras de mínimo riesgo absoluto, el endurecimiento de los objetivos de reducción de emisiones conduce a un incremento principalmente de la participación de la tecnología nuclear (del 22% al 27%), una disminución de la presencia de

tecnologías contaminantes y el mantenimiento de la participación hasta el límite máximo de las tecnologías renovables (con un incremento gradual de la biomasa) (Ilustración 45).

En las carteras de mínimo coste absoluto las tecnologías nuclear y de gas natural elevan su participación hasta los mayores niveles permitidos. Las energías solar fotovoltaica, de petróleo y carbón con CAC tan solo entrarían a formar parte de la cartera cuando los límites de participación son más restrictivos, lo que elevaría el coste y reduciría el riesgo. La participación de la tecnología de carbón disminuye y es sustituida por la de carbón con CAC a medida que se incrementa la restricción de emisiones. Así mismo, las tecnologías más caras y contaminantes son eliminadas gradualmente, como en el caso de la tecnología de biomasa y gas natural con CAC.

La reducción del riesgo se debería a la introducción de la tecnología de carbón con CAC junto con una mayor proporción de energías renovables -solar fotovoltaica y eólica *off-shore*-. Sería el resultado de contar con un mayor número de tecnologías en la cartera (con bajas emisiones de GPEDMASH) y del juego de correlaciones entre las mismas.

6.3.3.4. Factores de emisión de GPEDMASH de las carteras

La Ilustración 47 y la Ilustración 47 muestran cómo los factores de emisión GPEDMASH de las carteras IEA.UE-27 están muy por encima de los de las carteras eficientes del modelo Medioambiental. Es interesante destacar lo que sucede con el factor de emisión de las partículas en suspensión PM. La mayor intensidad del objetivo de reducción provoca un incremento en el factor de emisión de PM de las carteras de mínimo riesgo absoluto (Ilustración 47). El modelo procede a reasignar internamente el peso de las tecnologías emisoras haciendo uso de la holgura de que dispone para las PM. Las variaciones al alza que experimenta el factor de emisión de PM, dentro del límite máximo, tiene una clara repercusión negativa tanto sobre el medio ambiente como sobre la sociedad (Hall *et al.*, 2010; Du *et al.* 2014). Según Annesi-Maesano *et al.* (2007) la exposición a niveles bajos de PM incrementa la mortalidad a largo plazo en humanos. De hecho cada incremento en $10 \mu\text{g} \times \text{m}^{-3}$ en PM de hasta 2,5 micrómetros (μm) se asocia con un incremento del riesgo de en torno a un 6% para la mortalidad por causas naturales, un 9% de incremento del riesgo de muerte por problemas cardiopulmonares y un 14% del riesgo de mortalidad asociada a un cáncer de larga duración. El incremento del riesgo asociado a una mayor concentración de PM de hasta $10\mu\text{m}$ se eleva al 0,6% para las causas de mortalidad general y al 0,76% para la mortalidad cardiovascular. Los efectos a más corto plazo, como indica Annesi-Maesano *et al.* (2007), se observan tanto en adultos como en niños y son los efectos sobre el sistema cardiovascular los que mayor atención merecen. De hecho el desarrollo del corazón resulta de vital importancia en el riesgo

de muerte asociada a la polución del aire para aquellos pacientes con enfermedad pulmonar obstructiva crónica o EPOC. Por ello concluyen que toda reducción de la polución del aire asociada con PM tiene un efecto positivo sobre el impacto sobre la salud. Se apunta además al posible descenso de la mortalidad por causas naturales asociada con reducciones en la concentración de PM de hasta $2,5\mu m$. Por ello toda reducción en la polución del aire asociada con PM tiene efectos beneficiosos sobre la salud.

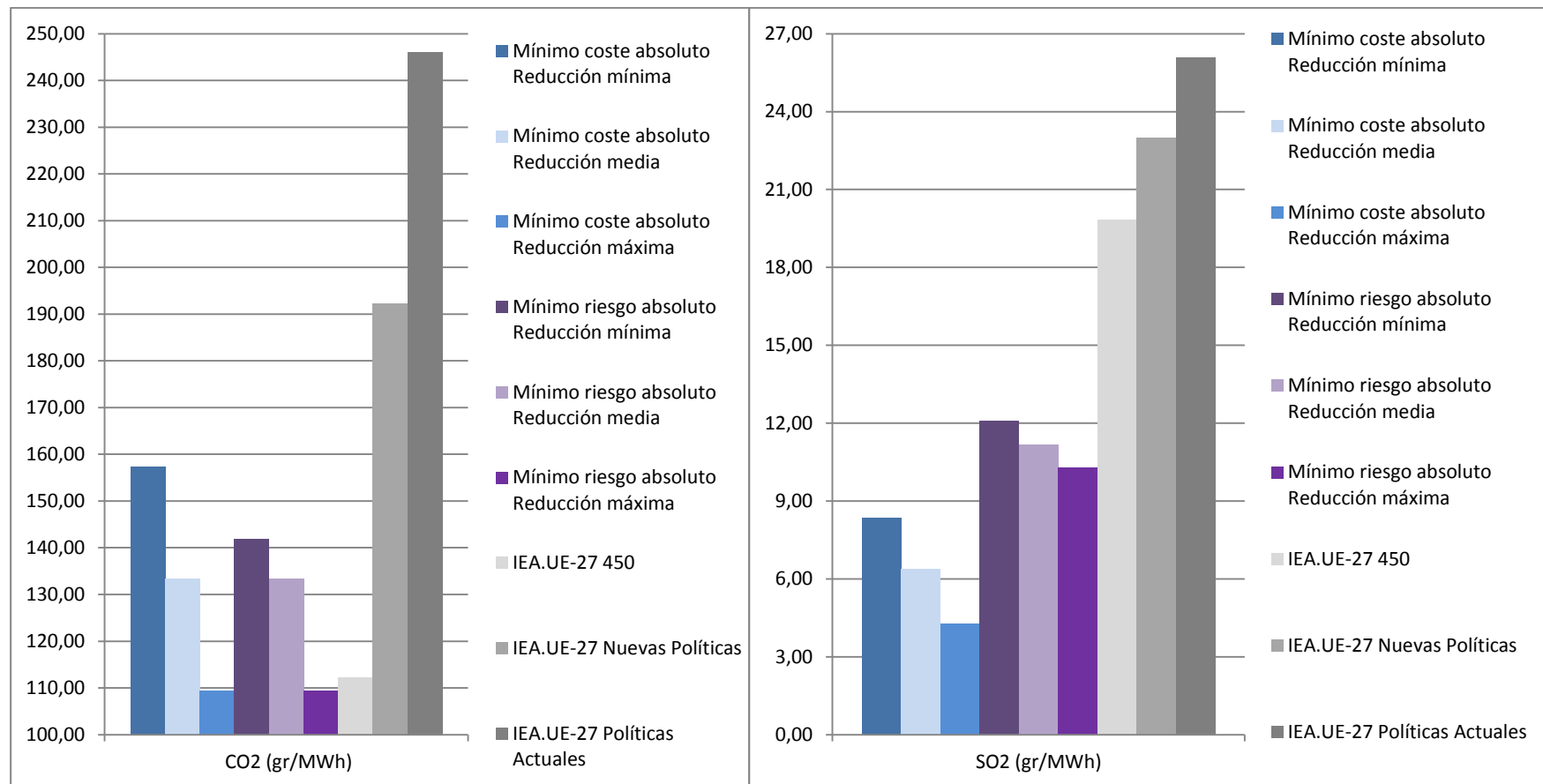


Ilustración 46.- Factores de emisión de la cartera por GPEDMASH-CO₂ y SO₂- (en g/MWh). Carteras eficientes e IEA.UE-27. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

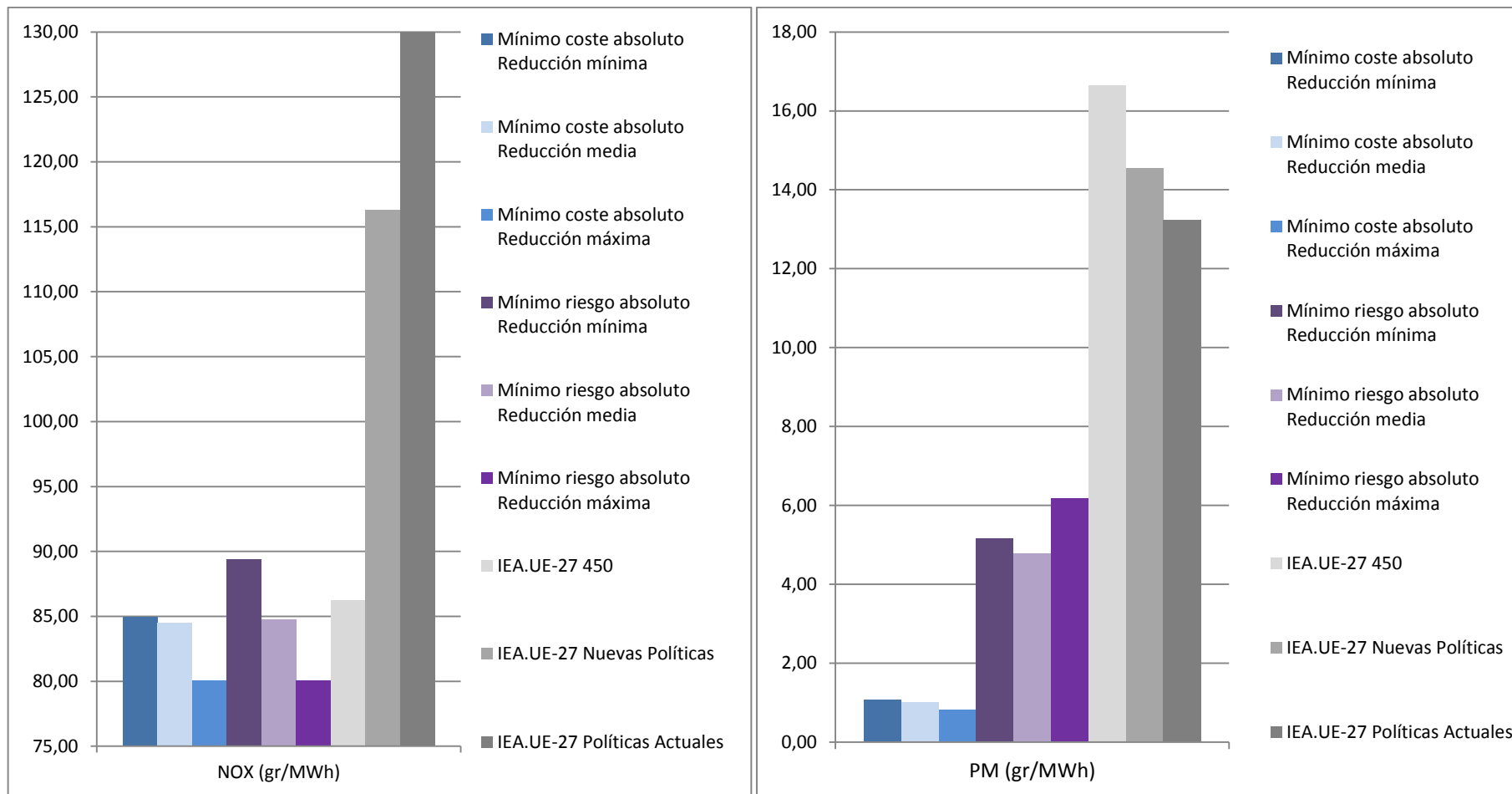


Ilustración 47.- Factores de emisión de la cartera por GPEDMASH-NO_x y PM- (en g/MWh). Carteras eficientes e IEA.UE-27. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030.
Fuente: Elaboración propia.

6.3.3.5. Papel de la tecnología de CAC

La Ilustración 48 propone las combinaciones coste-riesgo resultantes de un escenario de no disponibilidad de las tecnologías de CAC en el horizonte 2030. Esta ausencia tendría efectos negativos tanto sobre el coste como sobre el riesgo de las carteras eficientes.

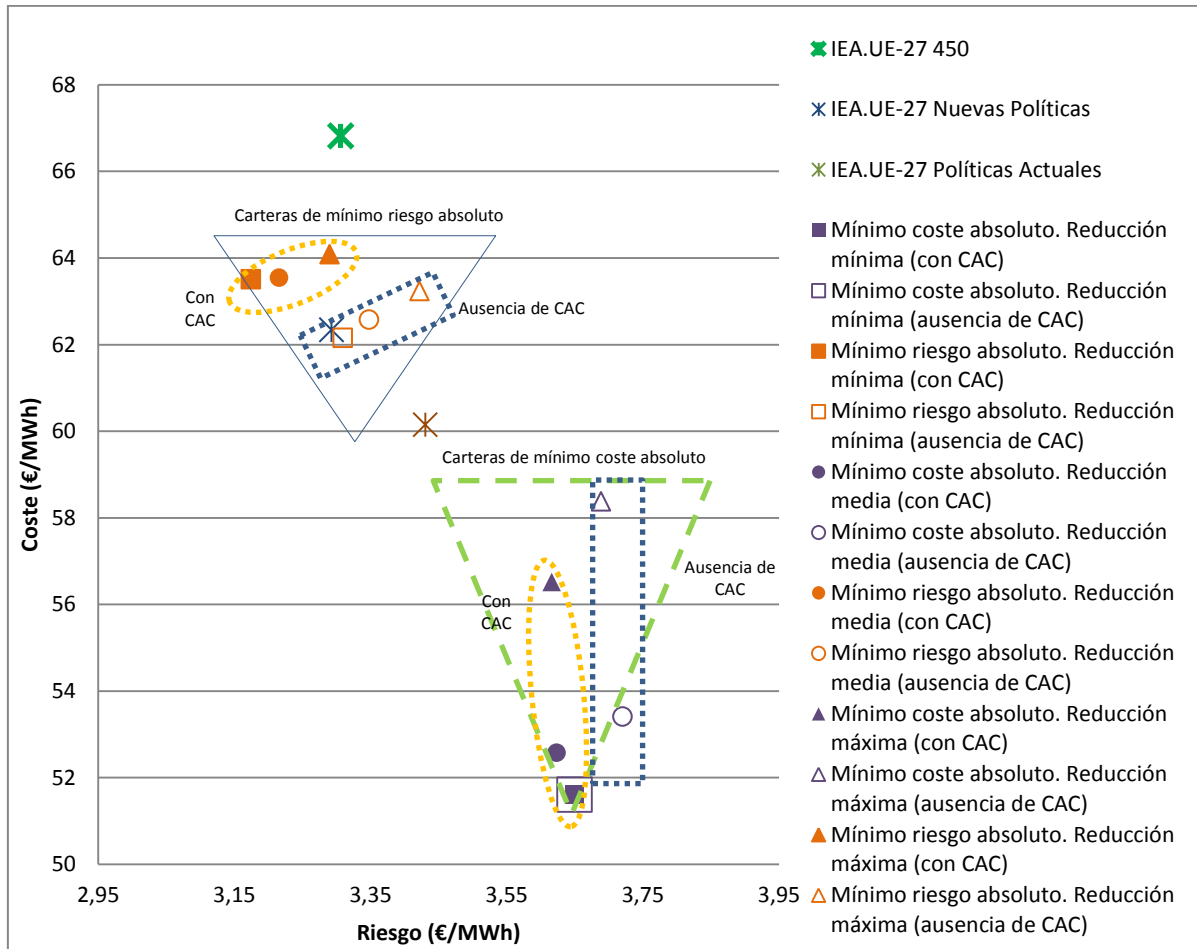


Ilustración 48.- Carteras IEA.UE-27, carteras de mínimo riesgo y mínimo coste absolutos. Modelo Medioambiental considerando disponibilidad/no disponibilidad de tecnologías de CAC. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

El efecto que provoca la incorporación de la tecnología de CAC es la disminución del riesgo para la totalidad de las carteras eficientes y efectos dispares sobre el coste en función del tipo de cartera eficiente: de mínimo coste o mínimo riesgo absoluto (Tabla 50).

En la cartera eficiente-radial *Políticas Actuales* la introducción de ambas tecnologías de CAC permite una reducción tanto del riesgo como del coste de la cartera de en torno a un 2%. El resto de las carteras eficientes-radiales no es posible calcularlas bajo la suposición de que no existe CAC (Tabla 50).

Incorporación de la tecnología de CAC. Carteras eficientes del modelo	Reducción mínima		Reducción media		Reducción máxima	
	Impacto sobre el riesgo	Impacto sobre el coste	Impacto sobre el riesgo	Impacto sobre el coste	Impacto sobre el riesgo	Impacto sobre el coste
Eficiente-radial <i>NP</i>	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Eficiente-radial <i>PA</i>	-2,19%	-2,20%	-2,08%	-2,55%	N/D	N/D
Eficiente-radial <i>450</i>	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Mínimo coste absoluto	0,00%	0,00%	-2,61%	-1,56%	-1,96%	-3,19%
Igual coste-menor riesgo <i>NP</i>	-3,58%	0,00%	-3,40%	0,00%	-3,31%	0,00%
Igual coste-menor riesgo <i>PA</i>	-3,22%	0,00%	-3,28%	0,00%	-4,73%	0,00%
Igual coste-menor riesgo <i>450</i>	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Igual riesgo-menor coste <i>NP</i>	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Igual riesgo-menor coste <i>PA</i>	0,00%	-5,10%	0,00%	-6,14%	0,00%	-5,47%
Igual riesgo-menor coste <i>450</i>	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Mínimo riesgo absoluto	-4,08%	2,19%	-3,94%	1,55%	-3,86%	1,35%

Tabla 50.- Impacto sobre el coste y el riesgo en las carteras eficientes del modelo provocado por la incorporación de la tecnología de CAC. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 51, Tabla 52 y Tabla 53 se presentan los cambios en las participaciones de las tecnologías de las carteras eficientes suponiendo que se pasara de un escenario en el que no estuvieran disponibles las tecnologías de CAC a otro en el que sí estuviesen disponibles. En ellas se muestran las participaciones de las tecnologías con CAC, así como la variación que experimentarían el resto de tecnologías bajo este supuesto. Es relevante que el peso conjunto de estas tecnologías en las carteras eficientes de mínimo riesgo alcance el límite máximo de participación en el modelo correspondiente al 18% sobre el total de electricidad generada a través de combustibles fósiles –y propuesto en el escenario *Central* 2030 del IPTS-.

En las carteras eficientes de mínimo coste absoluto contar con la tecnología de CAC produciría un descenso del coste y del riesgo, excepto para la reducción mínima, que no presentaría variación por tratarse de la misma cartera (Tabla 50;Tabla 51). Para los otros dos escenarios de reducción (Tabla 50;Tabla 52; Tabla 53) tan sólo entraría la tecnología de carbón con CAC. La entrada de esta tecnología provocaría la reducción tanto del coste como del riesgo de ambas carteras. En ellas la participación del gas natural se reduce a la vez que aquellas de mayor coste y menores emisiones -solar fotovoltaica y biomasa-. Las tecnologías que incrementan la participación son las de carbón –sin y con CAC-. Es por ello que se puede extraer la idea de que la tecnología de carbón con CAC es preferida frente a la tecnología de gas natural, de biomasa y solar fotovoltaica dentro de las carteras de mínimo coste absoluto a la hora de hacer cumplir los objetivos de emisiones de GPEDMASH.

Incorporación de la tecnología de CAC. Carteras eficientes del modelo	Reducción mínima			
	Participación Carbón con CAC	Participación Gas con CAC	Tecnologías que incrementan su participación	Tecnologías que reducen su participación
Eficiente-radial <i>NP</i>	3,16%	2,39%	-	-
Eficiente-radial <i>PA</i>	3,40%	2,25%	Carbón (+2%)	Nuclear (-0,1%), gas natural (-0,4%), petróleo (-0,4%), biomasa (-1%), solar fotovoltaica (-1,5%)
Eficiente-radial <i>450</i>	3,20%	3,08%	-	-
Mínimo coste absoluto	0,00%	0,00%	-	-
Igual coste-menor riesgo <i>NP</i>	3,07%	2,44%	Carbón (+2%)	Nuclear (-1,3%), gas natural (-4,2%), petróleo (-0,4%), biomasa (-1%), solar fotovoltaica (-0,5%)
Igual coste-menor riesgo <i>PA</i>	3,23%	2,35%	Carbón (+1%)	Nuclear (-0,5%), gas natural (-4,2%), petróleo (-0,2%), biomasa (-0,7%), solar fotovoltaica (-0,7%)
Igual coste-menor riesgo <i>450</i>	N/D	N/D	-	-
Igual riesgo-menor coste <i>NP</i>	3,42%	2,39%	-	-
Igual riesgo-menor coste <i>PA</i>	2,70%	2,25%	Nuclear (+0,3%), carbón (+1%)	Gas natural (-3%), petróleo (-0,2%), biomasa (-1,9%), solar fotovoltaica (-2%)
Igual riesgo-menor coste <i>450</i>	3,45%	3,08%	-	-
Mínimo riesgo absoluto	3,12%	2,25%	Carbón (+0,1%)	Nuclear (-1%), gas natural (-4%), biomasa (-0,4%)

Tabla 51.- Participación de las tecnologías con CAC y variación en el resto de tecnologías en las carteras eficientes del modelo provocado por la disponibilidad de la tecnología de CAC. Modelo Medioambiental. Escenario de reducción mínima. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

Incorporación de la tecnología de CAC. Carteras eficientes del modelo	Reducción media			
	Participación Carbón con CAC	Participación Gas con CAC	Tecnologías que incrementan su participación	Tecnologías que reducen su participación
Eficiente-radial <i>NP</i>	2,97%	2,10%	-	-
Eficiente-radial <i>PA</i>	3,07%	2,00%	Carbón (+1,3%)	Nuclear (-0,2%), gas natural (-4%), petróleo (-0,2%), biomasa (-0,9%), solar fotovoltaica (-1,5%)
Eficiente-radial <i>450</i>	0,00%	0,00%	-	-
Mínimo coste absoluto	3,71%	0,00%	Carbón (+2%)	Gas natural (-2,5%), petróleo (-0,2%), solar fotovoltaica (-1,2%)
Igual coste-menor riesgo <i>NP</i>	2,94%	2,13%	Carbón (+1,5%)	Nuclear (-1%), gas natural (-4%), petróleo (-0,2%), biomasa (-1%), solar fotovoltaica (-0,5%)
Igual coste-menor riesgo <i>PA</i>	3,02%	2,04%	Carbón (+1,5%)	Nuclear (-1%), gas natural (-4%), petróleo (-0,2%), biomasa (-1%), solar fotovoltaica (-0,5%)
Igual coste-menor riesgo <i>450</i>	N/D	N/D	-	-
Igual riesgo-menor coste <i>NP</i>	3,02%	2,05%	-	-
Igual riesgo-menor coste <i>PA</i>	3,45%	1,63%	Nuclear (+1,2%), carbón (+1,2%)	Gas natural (-3,5%), biomasa (-0,9%), solar fotovoltaica (-3%)
Igual riesgo-menor coste <i>450</i>	3,04%	2,02%	-	-
Mínimo riesgo absoluto	3,19%	1,91%	Carbón (+2,2%)	Nuclear (-1,8%), gas natural (-4,2%), biomasa (-0,9%)

Tabla 52.- Participación de las tecnologías con CAC y variación en el resto de tecnologías en las carteras eficientes del modelo provocado por la disponibilidad de la tecnología de CAC. Modelo Medioambiental. Escenario de reducción media. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

Incorporación de la tecnología de CAC. Carteras eficientes del modelo	Reducción máxima			
	Participación Carbón con CAC	Participación Carbón con CAC	Tecnologías que incrementan su participación	Tecnologías que reducen su participación
Eficiente-radial <i>NP</i>	2,58%	1,85%	-	-
Eficiente-radial <i>PA</i>	3,85%	0,71%	-	-
Eficiente-radial <i>450</i>	0,00%	0,00%	-	-
Mínimo coste absoluto	5,12%	0,00%	Carbón (+0,4%), petróleo (+0,8%)	Gas natural (-3,5%), biomasa (-0,4%), solar fotovoltaica (-2,4%)
Igual coste-menor riesgo <i>NP</i>	2,59%	1,84%	Carbón (+1,2%)	Nuclear (-0,8%), gas natural (-3,4%), petróleo (-0,1%), biomasa (-0,8%), solar fotovoltaica (-0,5%)
Igual coste-menor riesgo <i>PA</i>	3,82%	0,71%	Carbón (+2,4%)	Gas natural (-6,2%), solar fotovoltaica (-1,5%)
Igual coste-menor riesgo <i>450</i>	N/D	N/D	-	-
Igual riesgo-menor coste <i>NP</i>	2,59%	1,85%	-	-
Igual riesgo-menor coste <i>PA</i>	4,12%	0,54%	Nuclear (+0,3%)	Gas natural (-0,6%), petróleo (-0,12%), biomasa (-1,8%), solar fotovoltaica (-2,3%)
Igual riesgo-menor coste <i>450</i>	2,56%	1,87%	-	-
Mínimo riesgo absoluto	2,86%	1,61%	Carbón (+1%)	Nuclear (-1,5%), gas natural (-3,2%), biomasa (-0,8%)

Tabla 53.- Participación de las tecnologías con CAC y variación en el resto de tecnologías en las carteras eficientes del modelo provocado por la disponibilidad de la tecnología de CAC. Modelo Medioambiental. Escenario de reducción máxima. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

De forma contraria, en las carteras de mínimo riesgo absoluto la incorporación de la tecnología de CAC provocaría un incremento del coste, además de una reducción importante del riesgo (Tabla 50). En los tres escenarios de reducción la participación de las tecnologías de CAC en esta cartera se va minorando a medida que el objetivo se endurece. La tecnología de carbón se incrementa ligeramente, mientras que las del gas natural, la nuclear y la biomasa disminuyen. Ello supone un incremento final del coste de la cartera, menor a medida que se endurece el escenario de reducción y provocado por la reducción del peso de la tecnología de biomasa y las tecnologías con CAC junto con la variación de la participación de la tecnología de carbón.

Las carteras de igual coste-menor riesgo presentan un comportamiento similar: el carbón es la tecnología que se ve incrementada ligeramente y se ven reducidas las participaciones de la tecnología de gas natural -en mayor medida-, y de aquellas basadas en energía nuclear, petróleo, biomasa y solar fotovoltaica. Se entiende que el modelo busca reequilibrar el mix en su conjunto, ya que tecnologías con riesgos reducidos como la de gas natural se ven disminuidas en mayor medida. Lo elevado de los riesgos de la tecnología de biomasa y de solar fotovoltaica deriva en una minoración de sus participaciones en estas carteras.

Por su parte en las carteras de igual riesgo-menor coste aumenta la participación de la tecnología nuclear y de carbón y se reduce sobre todo el peso de la tecnología de gas natural y

de la energía solar fotovoltaica, aunque también se reduce la de petróleo y biomasa. Como se trata de disminuir el coste, la reducción del peso de las tecnologías con mayores costes como la energía solar fotovoltaica, de biomasa y aquellas que emplean petróleo contribuye a minorarlo.

Se observa además una aparente relación opuesta entre el incremento en la intensidad del escenario de reducción de emisiones y la participación conjunta de la tecnología de CAC en las carteras eficientes de mínimo riesgo (Tabla 51; Tabla 52; Tabla 53). La razón se debe al menor peso conjunto de las tecnologías que emplean combustibles fósiles, sobre las que se calcula la participación de las tecnologías con CAC -el señalado 18%-. Pese a ello, el modelo confirma que se trata de tecnologías relevantes y necesarias para mejorar los valores del riesgo de las carteras eficientes en los distintos escenarios de reducción de emisiones. La reducción del peso de las tecnologías con CAC, a medida que el objetivo de reducción de emisiones se endurece, obliga a aumentar la participación de las tecnologías con nulas o menores emisiones de GPEDMASH para alcanzar estos objetivos.

En relación con el grado de participación de ambas tecnologías de CAC en las carteras eficientes se puede observar cómo es la tecnología de carbón con CAC la que mayor peso tiene (Tabla 51; Tabla 52; Tabla 53). La razón está en la reducción importante de las emisiones de CO₂ que permite esta tecnología. De esta forma se consigue que la participación total de las tecnologías que emplean carbón se incremente y se logren reducir las emisiones. Sucede lo contrario con la tecnología de gas natural con CAC. La tecnología de gas natural sin CAC tiene un peso importante en la cartera –por sus menores emisiones de CO₂– que ronda el 20%. Esta participación importante aunque disminuye algo, se mantiene. Sin embargo la tecnología de gas natural con CAC, de mayor coste, y riesgo similar, parece no ser preferida por el modelo. De hecho en las carteras eficientes en las que entra la tecnología de gas natural con CAC, esta tecnología absorbe parte de la anterior participación del gas natural sin CAC reduciéndola.

En la Ilustración 49 se observa cómo la incorporación de la disponibilidad de la tecnología de CAC en el modelo produce un desplazamiento de las fronteras eficientes del modelo hacia la izquierda (reducción del riesgo) y diverso en relación al coste.

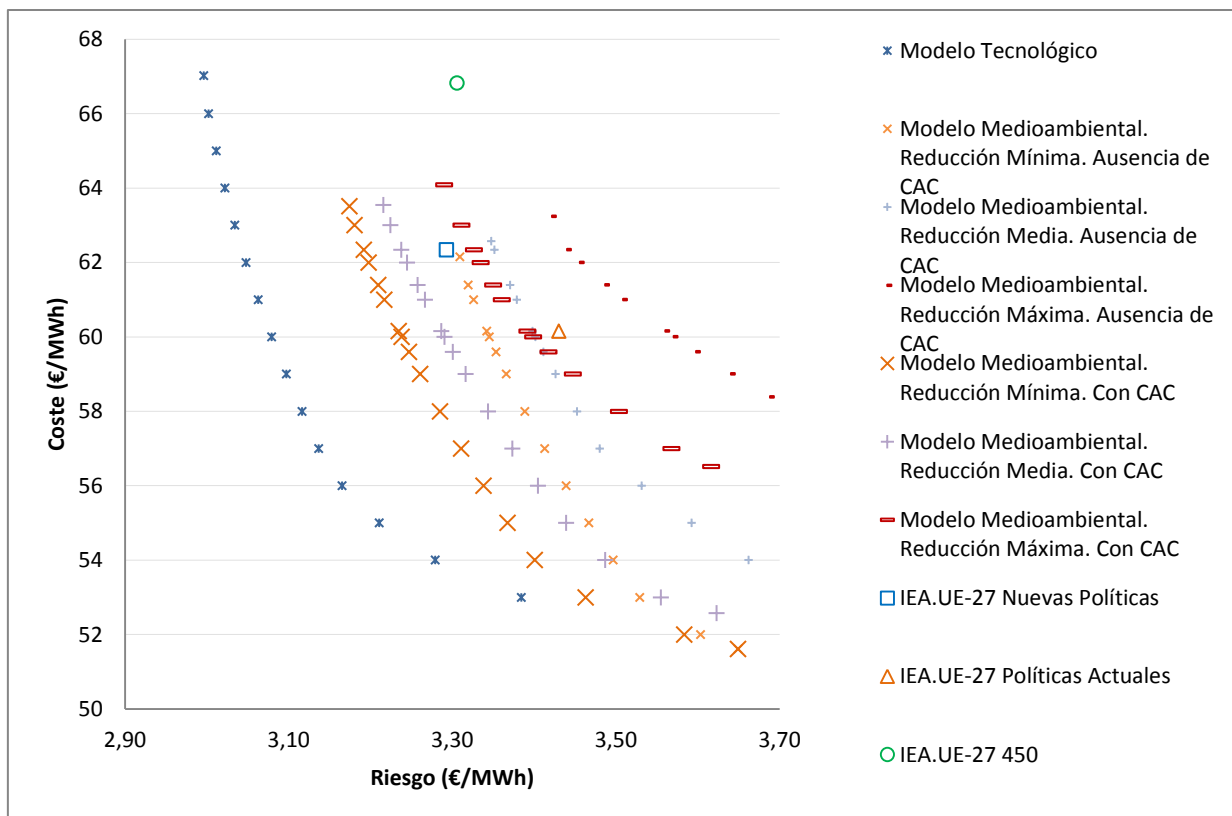


Ilustración 49.- Fronteras Eficientes y carteras IEA.UE-27 2030. Ausencia/existencia de tecnologías de CAC. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

El grado de desconocimiento sobre el potencial de participación futuro de esta tecnología (IEA, 2011; Russ *et al.*, 2009), como se señaló en el punto 2.5.4, está condicionado por el nivel actual de desarrollo, aún en fase experimental²⁶⁴. Las primeras incorporaciones en la cartera se prevé que se produzcan vía sustitución tecnológica en plantas sin CAC, que serían sustituidas por nuevas plantas con CAC (Russ *et al.*, 2009). La participación de esta tecnología en las carteras eficientes confirma su papel de tecnología clave a la hora de disminuir el riesgo de la cartera y cumplir con los objetivos de reducción de emisiones. El efecto que tendría sobre el coste de la cartera es variable y depende de la propia cartera eficiente estudiada. El nivel futuro de reducción de costes alcanzado para esta tecnología será fundamental a la hora de convertirse en alternativa competitiva al resto de tecnologías respetuosas con el medio ambiente.

6.3.3.6. Límites de participación de las tecnologías y carteras eficientes UE-27

La participación de las tecnologías que consumen combustibles fósiles se situaría entre un 29% y un 36%, muy por debajo del límite máximo contemplado, el 51,8% (Ilustración 50). Por ello

²⁶⁴ El programa NER-3000 de la UE-27 es ejemplo del apoyo de la Comisión Europea por impulsar este tipo de tecnología. Éste es definido como el mayor programa de financiamiento para la innovación y desarrollo de proyectos que buscan la demostración comercial de la tecnología de CAC dentro de un entorno energético bajo en carbono (EC, 2012d).

se podría concluir que la participación estimada de estas tecnologías en la cartera de electricidad producida estaría sobredimensionada para 2030. Su carácter contaminante reduce su participación potencial en una cartera respetuosa con el medio ambiente. Asimismo, la correlación positiva entre los precios de los distintos combustibles fósiles -sujetos a una elevada volatilidad, excepto el carbón-, afectaría negativamente al riesgo de la cartera. Pese a ello, se trata de tecnologías necesarias en la cartera para mantener cierto nivel de diversificación. De hecho su peso conjunto en la cartera supera la participación mínima contemplada para 2030, que se sitúa en el 22,82% (Ilustración 50). Por tecnologías la de mayor peso sería la de ciclo combinado de gas natural, sumando ella sola un 20%. El mayor descenso lo experimenta la de carbón, que pasaría del 26% en 2010 a un máximo del 10% en 2030.

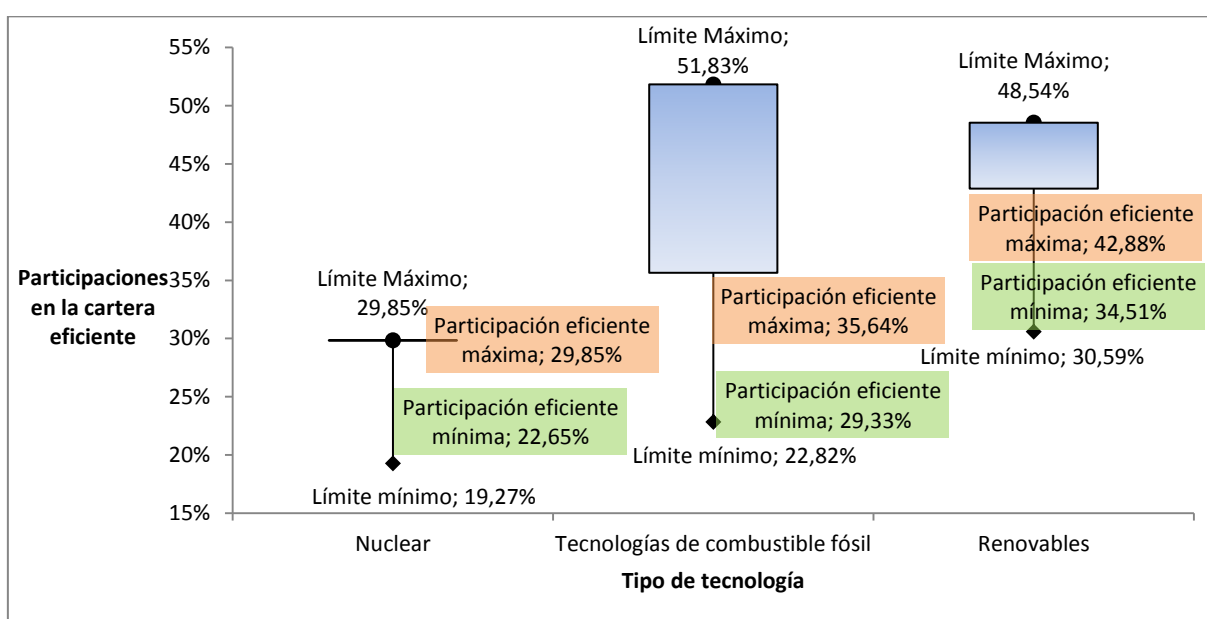


Ilustración 50.- Participaciones por tipos de tecnologías en carteras eficientes y límites de participación. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

Las tecnologías que emplean fuentes renovables son claves a la hora de alcanzar los objetivos de reducción de emisiones. Se convierten en las tecnologías de mayor peso en la cartera, con una participación máxima en torno al 43%. En conjunto superarían un peso mínimo del 35%, doblando la participación de 2010 -de apenas un 19%-. Se trata de tecnologías preferentes gracias a que: carecen de costes de combustible y de externalidad; presentan costes competitivos; sus curvas de aprendizaje y economías de escala muestran una segura reducción de sus costes en el futuro próximo (Jäger-Waldau *et al.*, 2011), incrementándose aún más su atractivo y su participación potencial; su presencia en la cartera es positiva en términos de riesgo por no presentar individualmente riesgo vinculado con los costes de combustible ni correlación entre los diferentes precios de combustibles y CO₂; son tecnologías limpias, no emisoras, que permiten reducir las emisiones globales de la cartera.

Dentro de las renovables la tecnología que emplea biomasa estaría llamada a participar por debajo de los límites máximo y mínimo que contemplan IEA (2011 y 2012) y el IPTS (Russ *et al.*, 2009) (Ilustración 51). La participación de esta tecnología estaría sobredimensionada, por cuanto en caso de eficiencia tan sólo se movería entre una participación nula (no sería necesaria en casos de minimización del coste) y el 2,8%. Se trata de una tecnología con coste y riesgo elevados, con unos costes de O&M fuertemente correlacionados con los de la energía nuclear y es emisora de gases contaminantes. Se trata por tanto de una tecnología cuyo atractivo se ve reducido desde el punto de vista de la eficiencia medioambiental, económica y social. Un comportamiento similar al de la biomasa sería el de la tecnología solar fotovoltaica, que se movería entre una participación nula (por debajo del límite mínimo) y el límite máximo. Para el objetivo de minimización del coste la tecnología solar fotovoltaica no formaría parte de la cartera. Por todo ello la participación de ambas tecnologías (biomasa y solar fotovoltaica) estaría expuesta a una elevada variabilidad (incluyendo la no participación). No se garantizaría, por tanto, la necesaria participación ni de la biomasa y ni de la solar fotovoltaica en las carteras eficientes, lo que las convierte en opciones con riesgo en términos de cartera.

La participación de eólica *on-shore* y *off-shore*, gran hidráulica y mini hidráulica está prácticamente asegurada para todos los casos de eficiencia y hasta sus límites máximos de participación (Ilustración 51). Especialmente relevante es el papel que está llamado a jugar la eólica *on-shore* con un 20,28% del total de la cartera 2030 (4,1% en 2010). Aunque estas cuatro tecnologías podrían competir en coste y riesgo individual con las fósiles y la nuclear, es la eólica *on-shore* la que ofrece actualmente unos costes muy competitivos (Jäger-Waldau *et al.*, 2011). Son además no emisoras y carecen del riesgo de combustible. Todo ello redundaría en un mayor atractivo para estas tecnologías. Se podría concluir que es necesario el pleno desarrollo e implementación de las tecnologías eólica *on-shore* y *off-shore*, gran hidráulica y mini hidráulica para poder garantizar su participación hasta los límites máximos en 2030 para que la UE-27 alcance la eficiencia.

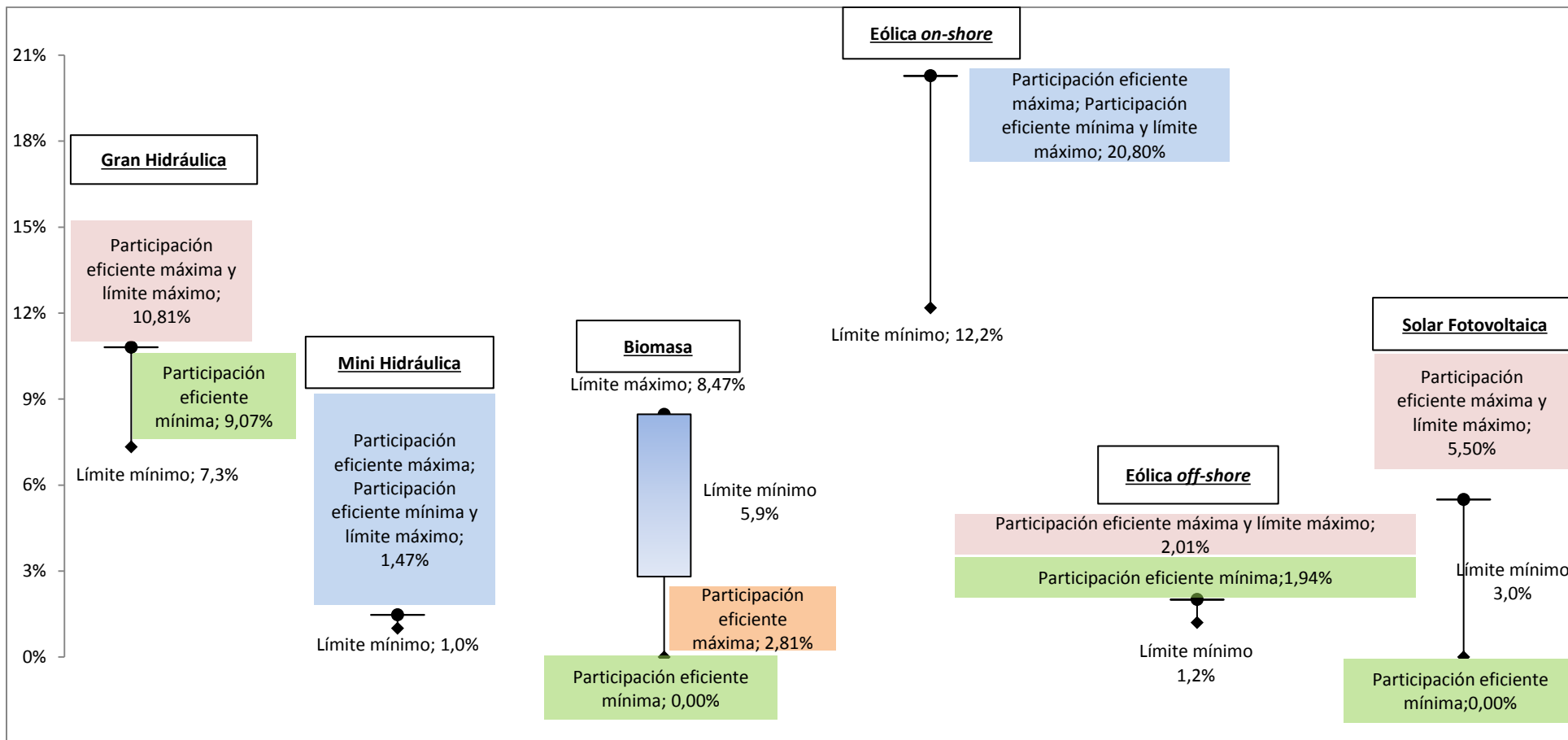


Ilustración 51.- Participaciones eficientes máximas y mínimas y límites de participación de las tecnologías en función de su desarrollo tecnológico para energías renovables. Modelo Medioambiental. Horizonte 2030. Fuente: Elaboración propia.

6.4. Resumen de resultados y conclusiones

6.4.1. Modelos, restricciones y efecto sobre las fronteras eficientes

La inexistencia de límites máximos de participación para las distintas tecnologías conduce a que el modelo Markowitz Puro ofrezca como carteras eficientes aquellas no viables desde un punto de vista técnico y de seguridad de suministro, debido a participaciones muy elevadas de ciertas tecnologías. Con la introducción de restricciones sobre la participación máxima de las distintas tecnologías se logra que el modelo genere carteras eficientes realistas.

La incorporación de las restricciones sobre la participación de las tecnologías desplaza hacia la derecha la frontera eficiente del nuevo modelo, el Tecnológico. Ello se traduce en una reducción de los intervalos para el coste y para el riesgo, y en un incremento del riesgo y en el mantenimiento del coste. El desplazamiento permite un acercamiento de las carteras IEA.UE-27 a la frontera eficiente.

La sucesiva modificación de los límites de las tecnologías en función de los horizontes estudiados, hacia mayores pesos de tecnologías renovables y menores de aquéllas que emplean combustibles fósiles (excepto para las de gas natural), da lugar a un alargamiento de la frontera eficiente y a su desplazamiento leve hacia la izquierda –indicativo de un menor riesgo- y hacia arriba –sinónimo de un mayor coste-. En 2030 el incremento en el número de tecnologías disponibles con la entrada de tecnologías de CAC, produce el mismo desplazamiento de la frontera eficiente: hacia la izquierda y su ampliación hacia arriba. La cartera se estaría beneficiando de un mayor grado de diversificación potencial.

Por otro lado, tanto si se considera la disponibilidad de CAC como si no, el establecimiento de los objetivos de reducción en 2030 provoca un desplazamiento hacia arriba y hacia la derecha de la frontera eficiente, que se acorta. La variabilidad de los valores se reduce tanto para el coste como para el riesgo de las carteras. De esta forma aumentaría el riesgo de las carteras de mínimo riesgo absoluto y el coste de las de mínimo coste absoluto.

El endurecimiento del objetivo de reducción de emisiones provocará un incremento leve del riesgo de las carteras de mínimo riesgo absoluto (entre un 2% y un 4%) y del coste de las carteras de mínimo coste absoluto (entre un 2% y un 9%). Por ello el impacto de una política de reducción de emisiones más agresiva no implicaría asumir un gran esfuerzo en términos de coste y riesgo.

En 2030 apostar por una cartera con bajas emisiones y de mayor seguridad energética – mínimo riesgo absoluto- no supondría asumir mayores costes, aunque sí mayores riesgos. Lograr la máxima reducción de emisiones concentraría los valores del coste y del riesgo en

niveles elevados, quedando limitado el incremento a un 4% sobre los valores de reducción mínima.

6.4.2. Eficiencia de las carteras IEA.UE-27

En el modelo Markowitz Puro las carteras IEA.UE-27 se sitúan alejadas de la eficiencia.

La UE-27 en 2010 generó electricidad de un modo cercano a la eficiencia en términos de riesgo debido a que la composición de la cartera se asimila a la de mínimo riesgo absoluto.

La evaluación de la eficiencia de las carteras IEA.UE-27 para 2020 y 2030 muestra que ninguna es eficiente desde la perspectiva coste-riesgo de los modelos Tecnológico y Medioambiental.

En la medida en que la cartera europea se aproxime a la cartera IEA.UE-27 450, aquella que incorpora mayor sensibilidad medioambiental y una mayor proporción de tecnologías renovables, la UE-27 estará produciendo electricidad de un modo eficiente en términos de mínimo riesgo en los horizontes 2020 y 2030, sin considerar el cumplimiento de objetivos de reducción. En caso de incorporar las restricciones relativas al cumplimiento de objetivos de reducción de emisiones, la cartera más cercana a la de mínimo riesgo absoluto es la 450 en 2020 y la de *Nuevas Políticas* –tanto si está disponible como si no la tecnología CAC- en 2030.

La cartera IEA.UE-27 *Políticas Actuales*, aquella con menor sensibilidad medioambiental por incorporar una menor proporción de tecnologías renovables, es la más cercana de las de la IEA a la de mínimo coste absoluto en 2020 y 2030 desde la perspectiva de los modelos Tecnológico y Medioambiental.

La evaluación de la eficiencia desde el punto de vista medioambiental de reducción de emisiones para 2030 indica que las carteras IEA.UE-27 están muy alejadas de la eficiencia debido a lo elevado de su factor de emisión para los distintos gases y partículas contaminantes analizados (CO₂, SO₂, NO_x y PM).

Las carteras IEA.UE-27 estudiadas pueden alcanzar mayores niveles de eficiencia a través de la modificación de las participaciones de sus tecnologías, alcanzando así los objetivos de reducción de emisiones.

6.4.3. Sobre las carteras eficientes de mínimo coste absoluto

En ausencia de restricciones a la participación de las tecnologías, las carteras de mínimo coste absoluto estarían compuestas para los tres horizontes por una única tecnología, la energía gran hidráulica.

En caso de contemplar restricciones en relación con la participación máxima de las tecnologías en la cartera, el número de tecnologías que participarían en la de mínimo coste absoluto se reduce a sólo 6 tecnologías de las 10 ó 12 posibles, según el horizonte. Lo reducido del número de tecnologías que entran en la cartera –supone un menor grado de diversificación potencial-

y los valores de los coeficientes de correlación de las tecnologías que permanecen en la misma llevan a presentar el riesgo más elevado de las carteras que forman la frontera eficiente.

Salen de la cartera aquellas tecnologías que presentan los mayores costes: solar fotovoltaica, biomasa, petróleo y eólica *off-shore*. Entrarían sin embargo las energías solar fotovoltaica, de petróleo y carbón con CAC²⁶⁵ si se pretende alcanzar los objetivos de reducción máxima de emisiones. Se elevaría así el coste y se reduciría el riesgo de la cartera. Así mismo la energía eólica *off-shore* entraría hasta el máximo permitido en los escenarios de reducción media y máxima.

Las tecnologías mini hidráulica, energía nuclear, carbón, gas natural, gran hidráulica alcanzan el límite máximo de participación en ambos horizontes. La tecnología de carbón ve disminuida su participación y es sustituida por la de carbón con CAC a medida que se incrementa la restricción de emisiones. Se eliminan también gradualmente las tecnologías más caras y contaminantes, como la tecnología de biomasa y de gas natural con CAC.

La energía eólica *on-shore* alcanza el límite máximo de participación en 2020. En 2030 participaría hasta el límite máximo si se busca la reducción de emisiones.

Desde el punto de vista medioambiental la tecnología de gas natural, nuclear y la energía eólica *on-shore* son fundamentales, ya que cada una de ellas participa hasta el máximo posible en 2030. En los escenarios de reducción de emisiones media y máxima sería necesaria la disponibilidad de la tecnología de carbón con CAC (participa entre un 3% y un 5%).

En ambos horizontes (2020 y 2030) el peso de las tecnologías que emplean combustibles fósiles se sitúa en torno al 50%, seguida por la energía nuclear (26% en 2020 y 30% en 2030) y por las energías renovables (19% en 2020 y 25% en 2030). En caso de incorporar los objetivos de reducción de emisiones en 2030 la participación de las tecnologías que emplean fósiles se reduciría al 33%-35%, la energía nuclear alcanzaría su valor máximo (30%) y las renovables un valor en torno al 34-36%.

6.4.4. Sobre las carteras eficientes de mínimo riesgo absoluto

En ausencia de restricciones a la participación máxima de las tecnologías, las carteras de mínimo riesgo absoluto estarían lideradas fundamentalmente para los tres horizontes por las tecnologías: energía mini hidráulica (35%), eólica *on-shore* (10%), gas natural (9%), eólica *off-shore* (8%) y energía nuclear (8%).

Este tipo de carteras se caracterizan por estar participadas por la totalidad de las tecnologías disponibles, jugando como tope en algunos casos los límites de participación máxima para alguna de ellas. El impacto sobre el riesgo es positivo. El mayor número de tecnologías que

²⁶⁵ También en el escenario de reducción media.

entran en la cartera favorece el efecto diversificación potencial gracias a las distintas correlaciones entre ellas. La inexistencia de costes de combustible y de emisión de CO₂ -y factores de correlación nulos- en energías renovables sería un ejemplo del efecto positivo que provocaría sobre el riesgo la presencia de estas energías –incrementando la diversificación de la cartera-.

Participan hasta el máximo permitido, tanto si se incluyen los objetivos de reducción como si no, las siguientes tecnologías: petróleo, energía solar fotovoltaica, eólica *on-shore*, eólica *off-shore*, mini hidráulica y gran hidráulica (excepto para 2030 en modelo Tecnológico).

Las tecnologías con CAC participarían con un 2% (gas natural) y un 3% (carbón).

Las tecnologías que liderarían las carteras de mínimo riesgo son: la basada en la energía eólica *on-shore* (10% en 2020 y 20% en 2030), en gas natural –con y sin CAC- (26% en 2020 y 22% en 2030), y en carbón –con y sin CAC- (15%). La participación de la energía nuclear se sitúa en un 21% en 2020 y en 2030 entre un 22% y un 27% si se incluyen los objetivos de reducción de emisiones. En caso de no buscar la reducción de emisiones en 2030 ésta descendería al 15%.

El peso de las tecnologías que emplean combustibles fósiles se vería reducido a un valor entre el 42% en 2020 y el 30% ó 35% en 2030 en caso de cumplir con los objetivos de reducción. El peso subiría al 39% en 2030 si no se contemplase la reducción de emisiones.

El conjunto de energías renovables alcanzaría un valor de participación entre el 36% (en 2020) y el 46% (en 2030). En caso de buscar la reducción de emisiones en 2030 esta participación desciende al 42% debido a la minoración del peso de la biomasa. El incremento de la presencia de renovables en la cartera europea permite la mejora de su nivel de seguridad de suministro, de su competitividad y de su sostenibilidad ambiental.

En las carteras que cumplen con la reducción de emisiones se observa un trasvase de la participación de la tecnología biomasa y de carbón (que se reducen) hacia energía nuclear.

Las carteras eficientes que menores factores de emisión presentan para los gases y partículas contaminantes analizadas son las de mínimo riesgo absoluto. Es por ello que apostar por este tipo de carteras implicaría hacerlo por aquellas con menores riesgos económicos y medioambientales.

6.4.5. Sobre la necesidad de disponer de las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CAC)

El estudio confirma la relevancia de las tecnologías que emplean CAC. Se trata de opciones tecnológicas que necesitan estar disponibles comercialmente en 2030 para que la cartera alcance el mínimo riesgo absoluto, tanto si se consideran los objetivos de reducción como si no. En estos casos alcanza el límite máximo de participación propuesto en el modelo –y

recogido en el escenario Central 2030 del IPTS- correspondiente al 18% sobre el total de electricidad generada a través de combustibles fósiles.

Contemplar el cumplimiento de los objetivos de reducción obligaría a que esté disponible la tecnología de carbón con CAC, y no la de gas natural –para los escenarios de reducción media y máxima-, para las carteras de mínimo coste absoluto. En este caso la tecnología de carbón con CAC es preferida frente a la tecnología de gas natural, de biomasa y la energía solar fotovoltaica a la hora de hacer cumplir los objetivos de emisiones de GPEDMASH.

El peso conjunto de estas tecnologías en las carteras eficientes de mínimo riesgo absoluto se encuentra entre el 2% y el 3% por tecnología. Se trata de tecnologías relevantes que deberían estar disponibles comercialmente en 2030 para poder alcanzar el mínimo riesgo absoluto.

Se observa además que a medida que el objetivo de reducción se endurece el modelo reduce el peso conjunto de las tecnologías con CAC en la cartera (de un 6% a un 4%). El motivo es el menor peso conjunto de las tecnologías que emplean combustibles fósiles, sobre las que se calcula la participación de las tecnologías con CAC -el señalado 18%-. Por ello para lograr el cumplimiento de los objetivos de reducción el modelo incluye mayor proporción de tecnologías con menos emisiones –como biomasa o gas natural- o con emisiones nulas -energía solar fotovoltaica o nuclear-.

6.4.6. Consecuencias de lograr la disponibilidad de la tecnología de CAC en 2030

En las carteras eficientes del modelo Tecnológico, que no contempla la reducción de emisiones, la disponibilidad o no de las tecnologías de CAC no tendría efecto sobre las carteras de mínimo coste, ya que no participan en ella. En las carteras de mínimo riesgo el riesgo se reduciría en un 4,55%.

En caso de estar ante el modelo Medioambiental, disponer de las tecnologías de CAC permitiría reducir el coste y riesgo de las carteras de mínimo coste entre un 1% y un 2%, y reducir el riesgo entre un 3% y un 4% de las carteras de mínimo riesgo, a cambio de incrementar su coste en valores no superiores al 2,2%. Las tecnologías que verían reducido su peso para dar entrada a las tecnologías con CAC serían la energía nuclear, la de biomasa y la de gas natural.

6.4.7. Consecuencias de la adopción de una política de reducción de emisiones de gases y partículas de efectos dañinos sobre el medio ambiente y la salud humana (GPEDMASH)

Las proyecciones del desarrollo de la tecnología no hacen posible alcanzar una cartera que cumpla con los criterios medioambientales de reducción de emisiones de GPEDMASH

planteados en el modelo para 2020. Sería necesaria una mayor participación de las distintas tecnologías renovables no emisoras en torno a un 1% ó un 2% cada una para generar la cartera que cumpla con los objetivos de reducción de emisiones. Las tecnologías desechadas a la hora de incrementar su participación serían la energía nuclear y la energía solar fotovoltaica.

Incorporar los objetivos de reducción produce efectos diversos sobre el coste y el riesgo de las carteras eficientes si se comparan las del modelo Tecnológico con las del Medioambiental en 2030. Provoca un incremento del riesgo en las carteras de mínimo riesgo absoluto (entre un 6% y un 10%) y una reducción del coste en torno al 5%. Aumenta la participación de la energía nuclear –no emisora- y se reducen las de carbón y biomasa -con elevados niveles de emisión-. En las carteras de mínimo coste absoluto se incrementa el coste (entre el 2% y el 12%) y se reduce el riesgo (en torno a un 10%).

El modelo Medioambiental penaliza el uso de tecnologías emisoras como la de carbón y de gas natural con CAC. Éstas son sustituidas en las carteras de mínimo coste por las tecnologías eólicas (*on-shore* y *off-shore*), que presentan unos factores de correlación de costes de O&M negativos con las tecnologías que emplean combustibles fósiles además de un riesgo nulo vinculado con los costes de combustible. En caso de las de mínimo riesgo absoluto serían sustituidas fundamentalmente por tecnología nuclear.

Las tecnologías eólicas están llamadas a jugar un papel fundamental tanto en las carteras de mínimo coste como de mínimo riesgo dentro del cumplimiento de objetivos de reducción. En 2030 la tecnología eólica *on-shore* alcanzaría una participación en torno a un 20,28%, y la *off-shore* un 2%. Ambas participaciones igualan los límites permitidos. Su atractivo reside en unos costes competitivos, en su carácter no emisor y en una correlación negativa de los costes de O&M con los de las tecnologías no renovables.

La entrada de la energía solar fotovoltaica –de costes elevados- en la cartera de mínimo coste absoluto está condicionada por las participaciones hasta el límite máximo de las restantes tecnologías no emisoras –incluida la energía nuclear- y la exigencia del cumplimiento de los factores de emisión.

En escenarios de reducción de emisiones la participación de la energía de biomasa y de solar fotovoltaica, actualmente con coste y riesgo elevados, podría no ser necesaria para alcanzar la eficiencia en términos de mínimo coste absoluto en 2030.

El endurecimiento de los objetivos de reducción de emisiones provoca en las carteras de mínimo riesgo absoluto un incremento paulatino y leve del mismo, entre un 1 y un 4% -el coste apenas se vería incrementado-. Las carteras de mínimo coste absoluto experimentarían un incremento gradual del coste entre el 2 y el 9,5% -su riesgo se reduciría en valores inferiores al 1%-.

El modelo emplea el margen del límite de emisiones para las partículas en suspensión PM para generar carteras más contaminantes –pero dentro de los límites de emisión- en los escenarios de reducción media y máxima. El elevado daño que este gas puede provocar sobre la salud de los ciudadanos convierte a este hecho en relevante para futuros estudios.

6.4.8. Papel de las tecnologías en las carteras eficientes

El peso de las tecnologías que emplean combustibles fósiles se ve reducido paulatinamente. En 2010 suponen un valor entre el 51% y el 53% de la cartera. En 2020 su participación se reduce al intervalo entre el 43% y el 50%, y en 2030 los valores están entre el 39% y el 51%. Con la entrada de los objetivos de reducción de emisiones participan en la cartera entre el 29% y el 35% del total.

La tecnología nuclear está llamada a jugar un papel importante, sobre todo en las carteras de mínimo coste. En 2010 alcanza el 28% y aunque en 2020 su participación eficiente se ve reducida a un valor entre el 21% -mínimo riesgo absoluto- y el 26% -mínimo coste absoluto-, en 2030 su peso se situaría entre el 15% y el 27% -mínimo riesgo absoluto- y el 30% -mínimo coste absoluto- en ausencia de objetivos de reducción en las carteras eficientes. El cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones obligaría a elevar la participación hasta el 22% -mínimo riesgo- o mantenerlo en el 30% -mínimo coste absoluto-. El endurecimiento de los mismos obligaría a una mayor participación gradual de la energía nuclear en la cartera de mínimo riesgo hasta situarse en un 28-30%. Pese a ser corregido su coste por externalidades, la energía nuclear es una de las tecnologías con mayor peso en la cartera. Su participación es necesaria para conseguir mayor diversificación y reducir el riesgo.

El conjunto de energías renovables alcanza un elevado grado de participación con la sucesión de horizontes. En 2010 suponían un 19%-21%, en 2020 su participación eficiente se sitúa entre el 24% y el 36% y en 2030 los pesos de participación toman un valor entre el 19% -mínimo coste absoluto- y el 46% -mínimo riesgo absoluto-. El cumplimiento de los objetivos de reducción eleva su participación a un valor entre el 34% y el 43%, en línea con los objetivos europeos sobre participación de renovables recogido en los últimos documentos de la Comisión (EC, 2014c). Al tratarse de tecnologías que alcanzan su límite máximo de participación, el endurecimiento de los objetivos de reducción no conduce a una mayor participación de estas tecnologías. Por este motivo es la tecnología nuclear la beneficiada –incrementada- en carteras de mínimo riesgo absoluto por su carácter no emisor. De forma contraria la tecnología biomasa se vería reducida por su carácter emisor.

Apostar por el cumplimiento de objetivos de reducción de emisiones más ambiciosos obliga a apostar por tecnologías renovables y nuclear –que suponen un valor entre el 64% y el 70% del

total-, en detrimento de las contaminantes, que son penalizadas por emplear combustibles fósiles –cuya participación se sitúa entre el 30% y el 36%-.

La aplicación del modelo Medioambiental en 2030 permite concluir que las proyecciones de la IEA y del IPTS de participación para las energías renovables y las que emplean combustibles fósiles presentarían una participación sobredimensionada para las carteras eficientes. De esta forma a las energías renovables les sobrarían un 5% y a las de combustibles fósiles un 15% sobre las previsiones de participación en 2030 de estos organismos internacionales.

7. CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN FUTURA

Tras lo expuesto en los capítulos precedentes, se presentan las conclusiones del trabajo. Si bien cada capítulo incluye un apartado con las conclusiones referentes a cada uno, en este último se propone dar respuesta a las cuestiones formuladas en la introducción. Así:

Desde el punto de vista metodológico **¿es posible diseñar un modelo de evaluación de la eficiencia que optimice el binomio coste-riesgo?**

La respuesta a esta primera cuestión reside en proponer un modelo de carteras de Markowitz que presenta como activos tecnologías de generación de electricidad. Su aplicación a la planificación energética ha tenido amplia aceptación, como metodología válida y contrastada, aunque necesita de la asunción no estricta de las hipótesis de la teoría de carteras sobre la eficiencia de los mercados.

En la aplicación del modelo de Markowitz que se propone se sustituye el concepto de rentabilidad global de la cartera por el de coste de la misma, referida a activos tecnológicos de generación de electricidad. Así la rentabilidad, que podría definirse en función de unidades de energía generadas por unidad monetaria invertida, se sustituye por el coste de generación de electricidad y que puede entenderse como el inverso de aquella, es decir, unidades monetarias necesarias para producir una unidad de electricidad.

La caracterización de las tecnologías se basa no sólo en el coste de generación de electricidad sino también en el riesgo que presenta cada opción tecnológica. El riesgo puede entenderse como variabilidad de dicho coste de generación, el cual es a su vez suma de diversos costes parciales. El riesgo es medido a través de la desviación típica o de la varianza del coste total calculada a partir de la suma de las varianzas de cada coste parcial y de la covarianza entre dos costes parciales concretos, el de emisión de CO₂ y el de combustible (el resto de covarianzas entre los distintos integrantes del coste total se suponen nulas). Esta suma no ponderada de varianzas y covarianzas en la medición del riesgo de las tecnologías conduce a valores superiores y metodológicamente más apropiados que los habitualmente utilizados en la mayoría de estudios consultados.

Por su parte, las carteras de tecnologías (de producción o de capacidad instalada) son también definidas en términos de coste –como suma del coste esperado de cada tecnología ponderado por la participación de cada una de las tecnologías en la cartera-, y de riesgo –como la desviación típica o la varianza del coste calculada a partir de la suma de las varianzas y covarianzas de los elementos de coste de las distintas tecnologías debidamente ponderadas en función de las participaciones de las tecnologías en la cartera-.

Realizar el análisis desde la consideración simultánea del coste y el riesgo confiere al planteamiento una mayor capacidad y riqueza conceptual que la que aporta la perspectiva simple del menor coste individual por tecnología, aplicada anteriormente en la planificación energética.

La función objetivo del modelo se articula en términos de minimización del riesgo de la cartera de generación de electricidad. En cuanto a las restricciones, se incluyen las propias del planteamiento de Markowitz, como la de no negatividad de las variables, o la de sujeción a un coste dado. Se construye así el denominado modelo de Markowitz. Las restricciones consideradas sobre la participación máxima de las diferentes tecnologías se unen a las anteriores para dar lugar al segundo modelo, denominado modelo Tecnológico.

Las carteras eficientes, que se obtienen como solución de cada modelo planteado, forman gráficamente la denominada frontera eficiente. Esta frontera está delimitada a la izquierda por la cartera de mínimo riesgo absoluto y a la derecha por la de mínimo coste absoluto.

¿De qué forma se podría dotar al modelo de dimensión medioambiental? ¿Qué efecto tendría?

La inclusión de la dimensión medioambiental en el planteamiento de carteras se consigue a través de la consideración tanto de las externalidades en el coste total de cada tecnología como de los factores de emisión de cada GPEDMASH en la cartera, y del correspondiente establecimiento de restricciones sobre las emisiones contaminantes de la cartera.

Las externalidades contempladas hacen referencia a los costes de emisión de GPEDMASH, del riesgo de exposición a pérdidas potenciales de radioactividad, los de uso de la tierra para cultivo de biomasa y los derivados de potenciales accidentes en plantas tecnológicas. En cuanto al factor de emisión de la cartera, se considera el impacto negativo tanto de la emisión de dióxido de carbono, responsable del efecto invernadero, como de partículas y otros gases que afectan a la vida humana y al medio ambiente -dióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x)-.

Las restricciones relativas a los límites de emisión de la cartera sobre cada gas y partículas contaminantes se establecen en base a la estrategia de reducción de emisiones de la Unión Europea, y se añaden a su vez a las del modelo Tecnológico para generar el tercero de los modelos, el modelo Medioambiental.

Ambos elementos metodológicos enriquecen la dimensión medioambiental y social del modelo, e incrementan el atractivo y potencial de las tecnologías renovables para formar parte de la cartera eficiente. Se explicita así parte del efecto positivo que provoca la incorporación de las tecnologías renovables a la cartera. La disminución de la diferencia en costes totales entre estas tecnologías y las no renovables, y la penalización de estas últimas en el modelo por

su carácter emisor, se une al efecto positivo del planteamiento coste-riesgo, que permite que aquellas tecnologías con costes elevados, como las renovables, entren a formar parte de la cartera gracias al efecto positivo que tienen sobre el riesgo de la misma. Éste último se deriva de la ausencia de riesgo vinculado con el uso de combustibles fósiles y con emisiones de CO₂ en las tecnologías renovables.

¿Cómo se articula el análisis de la eficiencia?

La definición de las carteras de tecnologías de generación de electricidad para la Unión Europea para los horizontes estudiados, así como el establecimiento de los límites máximos de participación de las diferentes tecnologías, se basa en el análisis de escenarios. Esta técnica de prospectiva permite cubrir las carencias sobre el conocimiento colectivo del futuro a través del análisis de tendencias. El trabajo con escenarios se convierte así en una práctica habitual para el establecimiento de estrategias dentro de la planificación energética. Los escenarios analizados provienen de entidades y organismos internacionales referentes en el campo energético y medioambiental: la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2011, 2012), el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, 2011) y el Instituto de Estudios de Prospectiva Tecnológica dependiente del Centro Común de Investigación de la Comisión Europea y del Directorio General de la Comisión Europea para la Energía y el Transporte (Russ *et al.*, 2009; Ciscar *et al.*, 2012).

Como se expuso anteriormente, en este trabajo se han propuesto tres modelos basados en la metodología de optimización de carteras. El primero de ellos incluye tan sólo las restricciones básicas del modelo de Markowitz. El segundo – modelo Tecnológico- se completa con la definición de restricciones en forma de límites de participación de las tecnologías en función de las perspectivas de desarrollo tecnológico en la Unión Europea para los distintos horizontes. De esta forma las carteras aportadas por el modelo atienden a criterios realistas en cuanto a proyecciones de participación de las distintas tecnologías. El tercero de los modelos – Medioambiental- incorpora, además de las restricciones tecnológicas, restricciones sobre los factores de emisión por escenarios de reducción -mínima, media y máxima- de emisiones de GPEDMASH. En este tercer modelo las carteras generadas cumplirían con los objetivos de reducción de emisiones contemplados, además de ajustarse a las previsiones de desarrollo tecnológico de las tecnologías. Con el modelo Medioambiental se ha procurado la evaluación de la eficiencia desde una triple perspectiva: coste, riesgo y protección medioambiental.

Se ha buscado además enriquecer el análisis de la eficiencia coste-riesgo de las carteras de la IEA.UE-27 mediante el cálculo de las distancias existentes entre éstas y las eficientes generadas por los modelos: de mínimo riesgo absoluto, de mínimo coste absoluto, de igual coste-menor riesgo, de igual riesgo-menor coste y su eficiente-radial (aquella que se

encontraría situada en la frontera eficiente entre la cartera IEA.UE-27 y el origen de coordenadas). De esta forma se pretende explicitar de forma numérica la proximidad o lejanía con la eficiencia de las carteras analizadas.

En relación con la cuestión, **¿camina la Unión Europea hacia un diseño eficiente en términos de coste y riesgo de su futura cartera de generación de electricidad?**

Sobre este particular, el trabajo desarrollado concluye que Europa no estaría articulando su política energética en términos de eficiencia. El análisis de las carteras propuestas por la IEA para 2020 y 2030 muestra que ninguno de los escenarios de desarrollo de las políticas permite alcanzar la eficiencia desde la perspectiva coste-riesgo y contemplando tanto la ausencia como la presencia de objetivos de reducción de emisiones.

De hecho, el modelo implementado constata la imposibilidad del cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones de GPEDMASH en 2020 con las participaciones de cada tecnología y el desarrollo tecnológico previstos. Sería necesario un mayor peso de energías renovables.

Pese a ello, en caso de que Europa apostara por producir del modo más próximo a la eficiencia en términos de mínimo riesgo absoluto y sin contemplar objetivos de reducción de emisiones, debería implementar las políticas propias del escenario de mayor sensibilidad medioambiental y mayor participación de tecnologías renovables para 2020 y 2030, el escenario 450. En caso de incorporar objetivos de reducción en 2030 Europa debería optar por el escenario de *Nuevas Políticas* para asegurar una producción de electricidad cercana a la eficiencia.

Por el contrario, si el objetivo europeo en materia de diseño de carteras fuera el de generar electricidad con el menor coste posible para 2020 y 2030, debería continuar con la propuesta recogida en el escenario de *Políticas Actuales* para acercarse lo máximo posible a la eficiencia.

En todo caso adoptar el diseño de una de las carteras propuestas por la IEA significaría contar con unos factores de emisión (CO₂, SO₂, NO_x y PM) muy alejados de los límites de emisión propuestos para el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones, y que completan además la definición de la eficiencia.

¿Podría Europa producir electricidad de forma eficiente a través del diseño de su cartera de generación?

En caso de que la Unión Europea optara por una cartera de generación de electricidad con el mínimo coste absoluto, tendría que renunciar a las tecnologías con mayores costes como la basada en petróleo y las energías renovables solar fotovoltaica, biomasa, y eólica *off-shore*. La presencia en la cartera actual de la tecnología eólica *off-shore* es más bien reducida. Como se trata de una tecnología que está en sus primeras fases de desarrollo, sus costes unitarios de operación son elevados actualmente. No obstante, es previsible que el desarrollo tecnológico

haga posible la reducción de los mismos a medio plazo siempre que exista un ritmo de implantación que permita aprovechar las economías derivadas de la curva de experiencia. Por ello abandonar la promoción de las energías renovables no tiene por qué resultar la actuación más acertada.

Apostar de forma alternativa por una cartera de mínimo riesgo absoluto implicaría una elevada diversificación tecnológica, en la que participan todas las tecnologías disponibles por horizonte, incluidas las de captura y almacenamiento de carbono. Por ello todas serían necesarias. La minimización del riesgo económico de la cartera conduciría además a la minoración del impacto de otros tipos de riesgo vinculados con la gestión energética, entre los que se encuentra el de ruptura de suministro.

En todo caso se constata que para conseguir a medio plazo una cartera eficiente de tecnologías de producción de electricidad en términos económicos, respetuosa con la sociedad y el medio ambiente, y que aporte seguridad de suministro en forma de mínimo riesgo, será posible tan sólo si la Unión Europea logra una presencia mínima del 33% de tecnologías renovables en su cartera de generación de electricidad.

¿Debería reducir Europa su apuesta por las energías renovables en un futuro caracterizado por la eficiencia en términos de coste y riesgo?

A tenor de lo expuesto, la respuesta parece clara. No sólo no debe reducir su apuesta por las energías renovables, sino que debería aumentarla. Más aún si se pretende la asunción del menor riesgo posible, relacionado de forma directa con una mayor participación de estas tecnologías.

La apuesta europea por incrementar la presencia de renovables en su cartera de generación de electricidad, energías de carácter autóctono y con coste de combustible nulo (excepto biomasa), ha permitido aumentar su nivel de diversificación, y con ello reducir el riesgo de ruptura de suministro energético y la mejora del nivel de seguridad energética, debido a la reducción de la exposición a la volatilidad de los precios del gas natural y el petróleo y derivados importados. Asimismo ha estimulado el cambio tecnológico hacia tecnologías con bajas emisiones, además de favorecer el desarrollo económico a través de la mejora de la competitividad de la industria energética europea y de la reducción de la transferencia de rentas derivada de la importación de recursos energéticos. Se trata de tecnologías clave a la hora de potenciar la sostenibilidad de carácter medioambiental y social.

Las energías renovables se erigen en tecnologías clave dentro de las carteras eficientes europeas para 2020 y 2030. La participación renovable en 2010 suponía el 20% de la electricidad generada. Si Europa quiere alcanzar los objetivos de reducción de emisiones, el peso renovable se debería mover en estos horizontes entre el 33% y el 43%, en línea con lo

recogido en los últimos documentos de la estrategia europea (EC, 2014c). Por ello el legislador debería seguir apostando por aumentar la presencia de estas tecnologías en la cartera europea.

Desde nuestro punto de vista, y a tenor de las políticas europeas analizadas y de los resultados alcanzados, el legislador debería mantener la política de fomento de energías renovables que ha distinguido la planificación energética europea durante los últimos veinte años. Ello sin perjuicio de proponer la revisión de los sistemas de promoción ya implantados en aquellos casos en los que las tecnologías ya sean competitivas en coste en el mercado.

En todo caso, en nuestra opinión, se deberían evitar cambios bruscos en los mecanismos de promoción de estas tecnologías, procurando minorar así el impacto negativo que cualquier modificación pudiera producir en los sistemas y en los agentes implicados. De esta forma el legislador conseguiría esquivar los efectos negativos que provocaría la inseguridad normativa, motivo que dificulta la viabilidad de las inversiones existentes y las potenciales.

Asimismo consideramos conveniente que el legislador siga potenciando la innovación tecnológica vinculada con el almacenamiento potencial de energía y con la mejora de la capacidad del sistema para incorporar la electricidad generada por estas fuentes, así como la mejora de la red y de las interconexiones entre Estados miembros, como así se recoge en las recientes directivas y comunicaciones de la Comisión Europea (EC, 2009a, 2010a, 2010c, 2011b, 2012c, 2013, 2014a).

Por otro lado, la localización de las plantas de tecnologías renovables es relevante para lograr una mayor eficiencia en Europa. Por ello, en nuestra opinión, la legislación debería orientarse a la consecución de una actuación coordinada a nivel europeo en políticas e incentivos para la localización de las plantas en aquellos emplazamientos susceptibles de un mejor aprovechamiento energético. La cartera europea debería incluir aquellas localizaciones entre las que se pueda establecer cierta correlación negativa en producción de energía renovable (como por ejemplo, en el caso de energía eólica -Roques *et al.*, 2010-).

Dentro de las energías renovables, ¿qué tecnologías tendrían participación preferente para alcanzar la eficiencia y cuáles serían menos adecuadas en términos de eficiencia?

La energía eólica *on-shore* es la tecnología renovable con mayor presencia en las carteras resultantes. Es una tecnología preferente en coste y riesgo, por cuanto participa en la cartera hasta el límite máximo permitido por horizonte. En 2030 su participación quintuplicaría la de 2010, alcanzando el 20%. Por este motivo, la Unión Europea debería seguir potenciando esta tecnología, de la que es líder en producción eléctrica a nivel mundial. Se trata de una tecnología madura y prácticamente competitiva en costes con las no renovables (IPCC, 2011;

EC, 2014a). Por ello es posible que sea aconsejable un cambio en el sistema de promoción aplicado a esta tecnología, y vincularla con criterios de mercado.

La tecnología eólica *off-shore* es también energía preferente, y su participación se cuadruplicaría entre 2010 y 2030. Pese a ello apenas supondría un 2% del total de la cartera. Se trata de una opción tecnológica con mayores costes que la energía eólica *on-shore*, y que aún está en fase de desarrollo, por lo que parece ser necesario su apoyo institucional mediante el mantenimiento de sistemas de promoción.

La participación de la tecnología de biomasa podría no ser necesaria en términos de eficiencia en el futuro. Su carácter emisor –no tanto de CO₂, sino sobre todo de NO_x, SO₂ y partículas- y elevados costes la convierten en tecnología no preferente. En caso de incluir objetivos de reducción de emisiones su participación se podría ver reducida a la mitad en 2030, tomando como referencia la de 2010 (4%), o incluso no ser necesaria, si se busca el mínimo coste. Por tanto en caso de seguir una estrategia de reducción de emisiones, en nuestra opinión, Europa debería aplicar una política que asegure el mantenimiento de la participación de esta tecnología en torno al 2% del total.

La energía solar fotovoltaica es una tecnología preferente en términos de riesgo, ya que participa hasta el límite máximo en 2020 y 2030 bajo escenarios de reducción de emisiones o de ausencia de los mismos. Presenta una participación potencial elevada, ya que el peso en la cartera en 2010 suponía el 0,7% y en 2020 alcanzaría el 3,79% y en 2030 el 5,50%. Sin embargo presenta los costes más elevados del conjunto de tecnologías disponibles por no encontrarse en el mismo nivel de madurez que otras renovables, hecho que la obligaría a desaparecer de la cartera en caso de buscar el mínimo coste. Desde nuestro punto de vista, nos parece necesario que Europa continúe fomentando el desarrollo de esta tecnología para lograr la reducción de sus costes y ser más competitiva. La evolución tecnológica, encaminada a conseguir mayor potencia en menor espacio de radiación, permitirá reducir el impacto medioambiental sobre el uso de la superficie terrestre.

¿Es necesaria la tecnología nuclear en un futuro caracterizado por la eficiencia?

La energía nuclear es una de las tecnologías con mayor presencia en la cartera, pese a ser su coste modificado en el modelo con la inclusión tanto de los complementarios de producción (gestión de residuos y desmantelamiento de planta) como de las externalidades vinculadas con el riesgo de accidente en planta tecnológica y la posible emisión de radioactividad en el proceso de generación de electricidad. La adopción de los objetivos de reducción de emisiones en 2030 refuerza la importancia de esta tecnología, que alcanzaría el máximo valor si adopta el objetivo de reducción más exigente. En caso contrario su participación estaría sujeta a una gran variabilidad.

El accidente de Fukushima Daichii ha obligado a replantear el nivel de seguridad energética de las plantas nucleares, aspecto relevante en términos de riesgo. El futuro energético europeo sin emisiones requiere de la tecnología nuclear como complemento a la participación renovable y de captura y almacenamiento de carbono. Por ello, en nuestra opinión, Europa debería continuar con una política de mejora de la seguridad energética en aquellas plantas con una vida útil no amortizada y de gestión adecuada a largo plazo tanto del desmantelamiento de plantas de generación de electricidad como de los residuos nucleares derivados del proceso.

¿Cuál es el futuro que le espera a los combustibles fósiles en un entorno de eficiencia y hasta qué punto es necesario apoyar el desarrollo de las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono para el cumplimiento de los objetivos de reducción?

La participación potencial de las tecnologías fósiles en las carteras se ve reducida. Pasaría de un valor del 53% a situarse entre el 40% y el 50%. Se trata de tecnologías con elevados factores de emisión, con unos costes medios y que presentan elevadas correlaciones entre los costes de combustible de las distintas tecnologías. Por ello cuanto mayor sea la participación de estas tecnologías no renovables en la cartera, la generación de electricidad estará sujeta a un mayor riesgo y a unos costes no elevados.

Dentro de las tecnologías que emplean combustibles fósiles, Europa debe apostar por desmantelar casi en su totalidad las plantas tecnológicas que emplean petróleo o derivados (fuel) y reducir la aportación que hacen las plantas que emplean carbón. La escasa disponibilidad de reservas de estos dos combustibles en Europa y sus elevados factores de emisión debe animar a la Unión Europea a liberarse del peso de estas tecnologías en la cartera. Se trata de tecnologías que condicionan negativamente la seguridad energética europea debido a la necesaria importación de combustibles del exterior. Adicionalmente son tecnologías emisoras, elemento indicativo de un mayor coste derivado del pago del certificado de emisión de carbono.

La tecnología de gas natural se mantiene como tecnología importante dentro de la cartera con un peso cercano al 25%. Es una buena noticia para Europa, ya que se trata de una tecnología con amplia y reciente implantación. Presenta unos factores de emisión –en ausencia de captura de carbono- y unos costes totales algo más reducidos que las de carbón y petróleo, lo que la convierte en una tecnología relevante desde el punto de vista de la eficiencia. Sin embargo su elevada participación en la cartera condiciona la seguridad energética europea, debido a la necesaria importación del exterior del combustible (vía gaseoducto y vía marítima) y a la elevada volatilidad a la que está sujetos los precios del gas natural. Por ello, en la medida en que Europa actúe “con una sola voz” (EC, 2006a), como un mercado que engloba a más de

500 millones de consumidores –en torno a un 10% de la población mundial-, conseguirá incrementar su poder de negociación con sus proveedores energéticos, y con ello reducir en parte el riesgo de ruptura de suministro de gas natural.

Las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono deben estar disponibles en fase comercial en 2030 en caso de buscar el menor riesgo para la cartera, tanto si se contemplan como si no los objetivos de reducción de emisiones. El hecho de que la participación de estas tecnologías permita reducir el riesgo de las carteras de mínimo riesgo absoluto entre un 3-4% (con un impacto sobre el coste no superior al 2,2%) evidencia el efecto positivo de contar con estas tecnologías. El límite de participación para estas tecnologías del 18% sobre el total de electricidad generada a través de combustibles fósiles actúa como tal, impidiendo un peso mayor de las mismas. Se trata de un límite activo, por lo que estas tecnologías pueden considerarse preferentes. Podrían incrementar su participación si este límite, basado en el escenario Central 2030 del IPTS, se viera ampliado.

Por ello, en nuestra opinión, Europa debería implementar las políticas adecuadas para favorecer el desarrollo de estas tecnologías, hasta ahora en una fase experimental y con escasos proyectos europeos en marcha. En este sentido lograr unos precios de emisión lo suficientemente altos y equiparados con el coste de reducción para las nuevas plantas de combustibles fósiles podría ser el camino. Desarrollar esta tecnología es clave, y complementaria al necesario aumento de la participación renovable. De esta forma se evitaría el incremento en un 70% del coste necesario para alcanzar el objetivo de los 2°C máximos de aumento de temperatura (ZEP, 2012).

¿Cuál sería el impacto sobre la cartera en términos de coste-riesgo de una estrategia amplia de reducción de emisiones?

El establecimiento de objetivos de reducción de emisiones favorece la articulación de las distintas piezas del puzzle energético de la Unión Europea. Incluir entre los gases objeto de reducción no sólo al principal responsable del calentamiento global –como el dióxido de carbono (CO₂)- sino a aquellos que provocan daños sobre la vida de las personas y el medio ambiente –como el dióxido de azufre (SO₂), partículas en suspensión (PM) y óxidos de nitrógeno (NO_x)- permite enriquecer el análisis y buscar carteras más respetuosas con el medio ambiente y con la sociedad. De esta forma la planificación energética, explicitada a través del diseño eficiente de la cartera de generación de electricidad, englobaría distintos elementos clave como la seguridad energética, el desarrollo económico, la innovación tecnológica y la protección del medio ambiente y de la población.

Como se señaló, en 2020 la Unión Europea no podría cumplir con los objetivos de una estrategia amplia de reducción de emisiones. Para conseguirlo podría optar por incrementar

entre un 5 y un 10% la participación de una de las tecnologías renovables no emisoras (dependiendo del objetivo de reducción) o por aumentar levemente –sobre un 1 o un 2%- la participación de las tecnologías no emisoras. Su impacto sobre la cartera de generación de electricidad de mínimo riesgo se situaría entre un incremento entre el 8 y el 13% del riesgo de la cartera, y una reducción del coste entre un 4 y un 7%.

En 2030 adoptar los objetivos de reducción mínima de emisiones supondría asumir un incremento del 2% del coste de cartera de mínimo coste absoluto o una reducción del 5% si se trata de la cartera de mínimo riesgo absoluto. Alternativamente el riesgo de la cartera se vería incrementado un 6% en las carteras de mínimo riesgo, o reducido en un 10% si se busca el mínimo coste absoluto.

Por ello producir electricidad de un modo eficiente y cumpliendo con los objetivos de reducción de emisiones planteados en el modelo tendría un impacto leve sobre el coste y riesgo asumidos. De hecho en caso de que Europa se marque como estrategia el diseño de la cartera de mínimo riesgo dentro de una política de reducción de emisiones de GPEDMASH, se tratará de una apuesta acertada desde el punto de vista medioambiental, ya que son carteras que presentan unos factores reducidos de emisiones contaminantes.

Líneas de investigación futura

En el modelo se asume el mantenimiento en el tiempo de los costes de producción -LCOE propiamente dichos complementados con otras categorías de coste como los de externalidad-. Este hecho afecta negativamente a las energías renovables que están en fase de desarrollo. Una futura línea de trabajo consistiría en replicar el modelo atendiendo a una modificación de los costes de tecnología en función de las curvas de aprendizaje o experiencia y economías de escala de las distintas tecnologías.

Los datos relativos al riesgo de las tecnologías y a las correlaciones de los costes de O&M son extraídos del trabajo de Awerbuch y Yang (2007), tomado como referencia básica para muchos otros trabajos publicados. La investigación futura podría centrarse en la obtención/generación de datos propios para estos elementos. A partir de ellos se podría replicar el modelo y analizar la posible mejora que produciría su modificación.

Otra posible línea de investigación futura se centraría en la elaboración de un posible índice de diversificación de la cartera que enriquezca el planteamiento y la toma de decisiones. A partir de los índices de diversificación propuestos en la literatura, como el Herfindahl-Hirschman o el de Shanon-Wiener, se trataría de definir un índice propio que permitiese incorporar diversos elementos que condicionan la seguridad energética de un territorio y que son propios de la cartera de generación de electricidad: el nivel de recursos propios frente a los importados, el nivel de dependencia tecnológica de los factores de producción de las distintas tecnologías, el

nivel de diversidad real entre tipos de tecnologías, o el nivel de inversión complementario para el mantenimiento del equilibrio del sistema derivado de la falta de predictibilidad de los flujos naturales para las energías renovables.

Por otro lado, y aunque presentadas en el tercer capítulo, el estudio no incorporó finalmente ninguna medida de *performance* de carteras ni de mejora de la robustez del modelo de Markowitz mediante optimización robusta o aproximación bayesiana. Se apostó por aplicar el prisma de practicidad del modelo de Markowitz apuntado por Elton y Gruber (1997). Éste se basaba en la cuestionable mejora que produciría el considerar otros momentos estadísticos adicionales, así como en el mantenimiento de la facilidad de aplicación de la teoría, y con ella el acceso a conceptos clave del modelo como la importancia de la correlación entre activos. La investigación futura se podría enmarcar en la aplicación de alguna medida de *performance* dentro del propio modelo en una restricción o como variable en la función objetivo, y en la obtención de los datos requeridos para el establecimiento de conjuntos de incertidumbre para la estimación de los distintos parámetros del modelo en optimización robusta y los necesarios en la aproximación bayesiana.

Otro aspecto en el que profundizar sería en el de la dimensión medioambiental del modelo planteado. De esta forma la obtención de datos propios relativos al riesgo y posibles correlaciones entre los costes de emisión de los diferentes gases contaminantes contemplados permitiría una mejor caracterización de las tecnologías en términos de emisión, y haría posible su inclusión en el modelo. Otra de las líneas de investigación futura en este campo se centra en la incorporación de dos atributos propios de las tecnologías renovables al modelo de carteras: la contribución al respeto medioambiental y la mejora en independencia energética del territorio. Se trataría de superar la difícil modelización en *cash-flows* de ambos elementos para poder incorporarlos al planteamiento de carteras.

8. REFERENCIAS

- Alexander, G.J. (2009). From Markowitz to modern risk management. *The European Journal of Finance* 15 (5-6), 451-461. doi: 10.1080/13518470902853566.
- Ammann, M., Bertok, I., Cofala, J., Heyes, C., Klimont, Z., Rafaj, P., et al. (2008). *National Emission Ceilings for 2020 based on the 2008 Climate & Energy Package, NEC Scenario Analysis Report Nr. 6*. Luxembourg, Austria: International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA).
- Annesi-Maesano, I., Forastiere, F., Kunzli, N., y Brunekref, B. (2007). Particulate matter, science and EU policy. *European Respiratory Journal* 29, 428-431. doi: 10.1183/09031936.00129506.
- Allan, G., Eromenko, I., McGregor, P. y Swales, K. (2011). The regional electricity generation mix in Scotland: A portfolio selection approach incorporating marine technologies. *Energy Policy* 39 (1), 6-22. doi: 10.1016/j.enpol.2010.08.028.
- Anderson, E.J. y Cau, T.D.H. (2011). Implicit collusion and individual market power in electricity markets. *European Journal of Operational Research* 211 (2), 403-414. doi:10.1016/j.ejor.2010.12.016.
- Aranda, A. e Iglesias, M. (2011). Eficiencia y ahorro energético. In Menéndez, R. y Moliner, R. (Eds.), *Energía sin CO2: realidad o utopía* (pp. 97-110). Madrid, España: CSIC.
- Arnesano, M., Carlucci, A.P. y Laforgia, D. (2012). Extension of Portfolio theory application to energy planning problem—The Italian case. *Energy* 39 (1), 112-124. doi: 10.1016/j.energy.2011.06.053.
- Awerbuch, S. y Deehan, W. (1995). Do consumers discount the future correctly? A market based valuation of residential fuel switching. *Energy Policy* 23(1), 57–69. doi: doi:10.1016/0301-4215(95)90766-Z
- Awerbuch, S. (2000). Getting It Right: The Real Cost Impacts of a Renewable Portfolio Standard, *Public Utilities Fortnightly* 15, 44-55. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://www.fortnightly.com/fortnightly/2000/02-0/getting-it-right-real-cost-impacts-renewables-portfolio-standard>.
- Awerbuch, S. y Berger, M. (2003). Applying Portfolio theory to EU Electricity Planning and Policy-making. *IEA/EET Working Paper, EET/2003/03*. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://www.awerbuch.com/shimonpages/shimondocs/iea-portfolio.pdf>.

- Awerbuch, S. (2004). *Portfolio-Based Electricity Generation Planning: Implications for Renewables and Energy Security*. Prepared as part of a demonstration project funded by REEEP and UNEP and conducted in collaboration with ECN of The Netherlands, the Basel Agency for Sustainable Energy (BASE), and project partners: CDER (Morocco), IIE (Mexico) and TERI (India). Último acceso web (17 de febrero de 2015): http://www.awerbuch.com/shimonpages/shimondocs/unepfco_portfolio.pdf.
- Awerbuch, S., Jansen, J. y Beurskens, L. (2008). The Role of Wind Generation in Enhancing Scotland's Energy Diversity and Security: A Mean-Variance Portfolio Optimisation of Scotland's Generation Mix. In Bazilian, M. y Roques, F. (Eds.), *Analytical Methods for Energy Diversity and Security* (p.p. 139-150). Amsterdam, The Netherlands: Elsevier.
- Awerbuch, S. y Yang, S. (2007). Efficient electricity generating portfolios for Europe: maximising energy security and climate change mitigation. *European Investment Bank Papers* 12 (2), 8-37. Último acceso web (17 de febrero de 2015): http://www.eib.org/attachments/efs/eibpapers/eibpapers_2007_v12_n02_en.pdf.
- Bade, A., Frahm, G. y Jaekel, U. (2009). A general approach to Bayesian portfolio optimization. *Mathematics Methods of Operation Research* 70, 337-356. doi: 10.1007/s00186-008-0271-4.
- Bar-Lev, D. y Katz, S. (1976). A portfolio approach to fossil fuel procurement in the electric utility industry. *The Journal of Finance* 31 (3), 933-947. doi: 10.1111/j.1540-6261.1976.tb01935.x.
- Bazilian, M. y Roques, F. (2008). Using Portfolio Theory to Value Power Generation Investments. In Bazilian, M. y Roques, F. (Eds.), *Analytical Methods for Energy Diversity and Security* (p.p. 61-69). Amsterdam, The Netherlands: Elsevier.
- Bennink, D., Rooijers, F., Croezen, H., de Jong, F. y Markowska, A. (2010). *External Costs and Benefits of Electricity Generation*. CE Delft: VME Energy Transition Strategy. Último acceso web (17 de febrero de 2015): http://www.ce.nl/?go=home.downloadPub&id=1086&file=VME_Energy_Transition_Strategy%5B1%5D.pdf.
- Bhattacharya, A. y Kojima, S. (2012). Power sector investment risk and renewable energy: A Japanese case study using portfolio risk optimization method. *Energy Policy* 40, 69-80. doi:10.1016/j.enpol.2010.09.031.

- Black, F. y Litterman, R. (1992). Global portfolio optimization. *Finance Annals Journal* 48 (5), 28–43.
- Bolinger, M., Wiser, R., Milford, L., Stoddard, M. y Porter, K. (2001). States emerge as clean energy investors: a review of state support for renewable energy. *Electricity Journal* 14 (9), 82–95. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://seg.fsu.edu/Library/review%20of%20state%20support%20for%20renewable%20energy.pdf>.
- British Petroleum –BP-. (2011). *Statistical Review of World Energy, full report*. London: British Petroleum. Último acceso web (4 de marzo de 2012): http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf.
- Burger, M., Graeber, B. y Schindlmayr, G. (2007). *Managing Energy Risk, An Integrated View on Power and Other Energy Risk*. Great Britain, GB: John Wiley and Sons, Ltd., Wiltshire.
- Campos, F., Villar, J., Barquin, J. (2004). Application of Possibility Theory to Robust Cournot Equilibrium in Electricity Market. In *8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems-PMAPS*. Iowa, U.S.: Iowa State University.
- 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, 9–20. doi: 10.1016/j.rser.2013.03.021.
- Ciscar, J.C., Saveyn, B., Soria, A., Szabó, L., Van Regemorter, D. y Van Ierland, T. (2012). *A Comparability Analysis of Global Burden Sharing GHG Reduction Scenarios (JRC68856)*. Sevilla, España: Publications Office of the European Union, Joint Research Centre, Institute for Prospective Technological Studies (IPTS). doi: 10.2791/73298.
- Cost Assessment for Sustainable Energy Systems –CASES-. (2008). *External costs, Euro/ton values, last update August 2008, file XLS, 1.7MB*. Último acceso web (17 de febrero de 2015): http://www.feem-project.net/cases/documents/deliverables/ExternalCosts_per_unit_emission_080821.xls.
- Costello, K. (2005). *Making the Most of Alternative Generation Technologies: A Perspective on Fuel Diversity*. Ohio, U.S.: The National Regulatory Research Institute (NRRI).

- Chalvatzis, K.J. y Hooper, E. (2009). Energy security vs. climate change: Theoretical framework development and experience in selected EU electricity markets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (9); 2703–2709. doi: 10.1016/j.rser.2009.07.013.
- Clarkson, R. y Deyes, K. (2002). *Estimating the Social Cost of Carbon Emissions*. London, United Kingdom: Government Economic Service, Working Paper 140. Último acceso web (17 de febrero de 2015): ftp://131.252.97.79/Transfer/ES_Pubs/ESVal/carbon_val/clarkson_02_socialCostCarbon_ukgov140.pdf.
- Chen, S-N. y Brown, S. (1983). Estimation risk and simple rules for optimal portfolio selection. *Journal of Finance* 38, 1087-1093. doi: 10.1111/j.1540-6261.1983.tb02284.x.
- Cohen, K. y Pogue, J. (1967). An empirical evaluation of alternative portfolio selection models. *Journal of Business* 46, 166-193.
- Connor, G. y Korajczyk, R. (1991). The attributes, behavior and performance of U.S. mutual funds, *Review of Quantitative Finance and Accounting* 1 (1), 5-26. doi: 10.1007/BF02408404.
- Dincer, I. (2000). Renewable energy and sustainable development: a crucial review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 4 (2), 157–175. doi: 10.1016/S1364-0321(99)00011-8.
- De Jager, D., Klessmann, C., Stricker, E., Winkel, T., de Visser, E., Koper, M., *et al.* (2011). *Financing Renewable Energy in the European Energy Market, A sustainable Energy Supply for Everyone*. Utrecht, The Netherlands: ECOFYS, Fraunhofer ISI, TU Vienna EEG, Ernst & Young. Último acceso web (4 de marzo de 2012): http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/renewables/2011_financing_renewable.pdf.
- De Jonghe, C., Delarue, E. y D'haeseleer, W. (2011). Determining optimal electricity technology mix with high level of wind power penetration. *Applied Energy* 88 (6), 2231-2238. doi: 10.1016/j.apenergy.2010.12.046.
- DeLlano, F., Iglesias, S. Calvo, A. y Soares I. (2014). The technological and environmental efficiency of the EU-27 power mix: An evaluation based on MPT. *Energy* 69, 67-81. doi: 10.1016/j.energy.2014.02.036.
- DeLlano-Paz, F., Iglesias, S. Calvo, A. y Soares I. (2015). The European Low-Carbon Mix for 2030: The role of renewable energy sources in an environmentally and socially

- efficient approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 48, 49-61. doi: 10.1016/j.rser.2015.03.032.
- 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), 12-23. doi: 10.1016/j.eneco.2010.05.003.
- Doherty, R. (2005). *New Methods for planning and operating modern electricity systems with significant wind generation*. (Thesis) Department of Electronic and Electrical Engineering, Faculty of Engineering and Architecture, university College Dublin. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://erc.ucd.ie/files/theses/Ronan%20Doherty%20-%20New%20Methods%20for%20Planning%20and%20Operating%20Modern%20Electricity%20Systems%20with%20Significant%20Wind%20Generation.pdf>.
- Doherty, R., Outhred, H. y O'Malley, M. (2006). Establishing the role that wind generation may have in future generation portfolios. *IEEE Transactions on Power Systems* 21 (3), 1415-1422. doi: 10.1109/TPWRS.2006.879258.
- Doherty, R., Outhred, H. y O'Malley, M. (2008). Generation Portfolio Analysis for a Carbon Constrained and Uncertain Future. In Bazilian, M. y Roques, F. (Eds.), *Analytical Methods for Energy Diversity and Security* (p.p. 150-165). Amsterdam, The Netherlands: Elsevier.
- Drake, B. y Hubacek, K. (2007). What to expect from a greater geographic dispersion of wind farms?. A risk portfolio approach. *Energy Policy* 35, 3999-4008. doi: 10.1016/j.enpol.2007.01.026.
- Du, B., Zhigang, L. y Yuan, J. (2014). Visibility has more to say about the pollution-income link. *Ecological Economics* 101, 81-89. doi: 10.1016/j.ecolecon.2014.02.022.
- Eguiagaray, J.M. (2008). Reflexiones sobre la incertidumbre energética. In *Energía. Una visión económica* (pp. 357-405). Madrid, España: Club Español de la Energía.
- Elzen, M.G.J. y Meinhausen, M. (2005). *Meeting the EU 2°C climate target global and regional emission implications*. Netherlands Environmental Assessment Agency. AH Bilthoven, The Netherlands: Netherlands Environmental Assessment Agency.
- Elton, E. y Gruber, M. (1997). Modern portfolio theory, 1950 to date. *Journal of Banking and Finance*, 21 (11-12), 1743-1759. doi:10.1016/S0378-4266(97)00048-4.

- Elton, E., Gruber, M., Brown, S. y Goetzmann, W. (2011). *Modern portfolio theory and investment analysis, eighth edition, International student version*. New York, NY: John Wiley and sons, Inc.
- Energy Information Agency –EIA-. (2009). *Fuel Emission Factors, From Appendix H of the instructions to Form EIA-1605*. United States of America: U.S. Energy Information Administration. Último acceso web (17 de febrero de 2015): http://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=fuel%20emission%20factors%2C%20from%20appendix%20h%20of%20the%20instructions%20to%20form%20eia-1605&source=web&cd=2&cad=rja&ved=0CEAQFjAB&url=http%3A%2F%2Fwww.eia.gov%2Ffoia%2F1605%2Fexcel%2FFuel%2520Emission%2520Factors.xls&ei=B3EfUc-PGsiEHQedrYDgDQ&usg=AFQjCNFv_H-P1BNiOyVzsSd0zli3n8n3kg.
- Escribano, G., Marín-Quemada, J.M. y San Martín, E. (2013). RES and risk: Renewable energy's contribution to energy security. A portfolio-based approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 26, 549-559. doi: 10.1016/j.rser.2013.06.015.
- Eurelectric-VGB. (2011). *Investment and Operation Cost Figures-Generation Portfolio*. Brussels, Belgium: Eurelectric. Último acceso web (4 de marzo de 2012): http://www.vgb.org/en/en/nl_december_2011_en.html?highlight=SURVEY#pos7.
- European Commission. (1995). Achievements and results of the ExternE Project, Chapter 6. In *ExternE Externalities of Energy* (pp. 149-179). Brussels-Luxembourg, Belgium: European Commission. Último acceso web (17 de febrero de 2015): http://www.externe.info/externe_2006/oldvolumes/vol1c6.pdf.
- European Commission. (1996). Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (1997). *Communication from the Commission, Energy for the future: Renewable Sources of energy, White paper for a Community Strategy and Action Plan, COM (97) 599 final*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (1998). *Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas*. Brussels, Belgium: European Commission.

- European Commission. (1999). *Council Directive 1999/30/EC of 22 April 1999 relating to limit values for sulphur dioxide, nitrogen dioxide and oxides of nitrogen, particulate matter and lead in ambient air*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2000a). *Green Paper, Towards a European strategy for the security of energy supply, COM (2000) 769 final*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2000b). *Communication from the Commission, Action Plan to Improve Energy Efficiency in the European Community, COM (2000) 247 final*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2001a). *Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2001b). *Directive 2001/81/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on national emission ceilings for certain atmospheric pollutants, amended by Council Directive 2006/105/EC of 20 November 2006 and Regulation (EC) No 219/2009 of the European Parliament and of the Council of 11 March 2009*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2003a). *Directive 2003/30/EC of the European Parliament and of the Council of 8 May 2003 on the promotion of the use of biofuels or other renewable fuels for transport*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2003b). *Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2004). *Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2005a). *Directive 2005/89/EC of the European Parliament and of the Council of 18 January 2006 concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2005b). *Directive 2005/32/EC of the European Parliament and of the Council of 6 July 2005 establishing a framework for the setting of ecodesign*

requirements for energy-using products and amending Council Directive 92/42/EEC and Directive 96/57/EC and 2000/55/EC of the European Parliament and of the Council. Brussels, Belgium: European Commission.

European Commission. (2005c). *Communication from the Commission, The support of electricity from renewable energy sources, COM (2005) 627 final.* Brussels, Belgium: European Commission.

European Commission. (2005d). *Communication from the Commission, Green Paper on energy efficiency or doing more with less, COM (2005) 265 final.* Brussels, Belgium: European Commission.

European Commission. (2005e). *ExternE, Externalities of Energy, Methodology 2005 Update.* Bickel, P. y Friedrich, R. (Eds.). Germany: European Commission. Último acceso web (17 de febrero de 2015): http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/kina_en.pdf.

European Commission. (2006a). *Green Paper, A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy, COM (2006) 105 final.* Brussels, Belgium: European Commission.

European Commission. (2006b). *Communication from the Commission, Renewable Energy Road Map, Renewable energies in the 21st century: building a more sustainable future, COM (2006) 848 final.* Brussels, Belgium: European Commission.

European Commission. (2006c). *Directive 2006/32/EC of the European Parliament and of the Council of 5 April 2006 on energy end-use efficiency and energy services and repealing Council Directive 93/76/EEC.* Brussels, Belgium: European Commission.

European Parliament. (2006d) *Decision No. 1364/2006/EC of the European Parliament and of the Council of 6 September 2006 laying down guidelines for trans-European energy networks and repealing Decision 96/391/EC and Decision No 1229/2003/EC.* Brussels, Belgium: European Commission.

European Commission. (2006e). *Communication from the Commission, Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential, COM (2006) 545 final.* Brussels, Belgium: European Commission.

European Commission. (2008a). *Communication from the Commission, 20-20 by 2020, Europe's climate change opportunity, COM (2008) 30 final.* Brussels, Belgium: European Commission.

- European Commission. (2008b). *Directive 2008/50/EC of the European Parliament and of the Council of 21 May 2008 on ambient air quality and cleaner air for Europe*". Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2009a). *Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (EC, 2009b). *Commission Decision of 30 June 2009 establishing a template for National Renewable Energy Action Plans under Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council, (2009/548/EC)*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2009c). *Acción de la UE-27 contra el cambio climático. El régimen de comercio de derechos de emisión de la UE-27*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2010a). *Communication from the Commission, Energy 2020, A strategy for competitive, sustainable and secure energy, COM (2010) 639 final*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2010b). *Official Journal of the European Union, C83, volume 53, publications Office; 2010. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://eur-lex.europa.eu/JOHtml.do?uri=OJ:C:2010:083:SOM:EN:HTML>*.
- European Commission. (2010c). *Communication from the Commission, Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond - A Blueprint for an integrated European energy network, COM (2010) 677/4*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2010d). *Towards a new Energy Strategy for Europe 2011-2020, Stocktaking document, Public consultation 2020*. Brussels, Belgium: European Commission. Último acceso web (4 de marzo de 2012): http://ec.europa.eu/energy/strategies/consultations/doc/2010_07_02/2010_07_02_energy_strategy.pdf.
- European Commission. (2010e). *Directive 2010/75/EC of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control) (Recast)*. Brussels, Belgium: European Commission.

- European Commission. (2011a). *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the regions, A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, COM (2011), 112 final*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2011b). *Communication from the Commission. On security of energy supply and international cooperation – “The EU Energy Policy: Engaging with Partners beyond Our Borders”, COM (2011) 539 final*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2012a). *Report from the Commission to the European Parliament and the Council, Progress towards achieving the Kyoto Objectives, required under Article 5 of Decision 280/2004/EC of the European Parliament and of the Council concerning a mechanism for monitoring Community greenhouse gas emissions and for implementing the Kyoto Protocol*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2012b). *Progress towards 2020 targets: the European Semester, Climate change and energy: thematic summary*. Brussels, Belgium: European Commission. Último acceso web (17 de febrero de 2015): http://ec.europa.eu/clima/policies/g-gas/progress/docs/13_energy_and_ghg_en.pdf.
- European Commission. (2012c). *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Renewable Energy: a major player in the European energy market, COM (2012) 271 final*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2012d). *NER300, Moving towards a low carbon economy and boosting innovation, growth and employment across the EU, European Commission Staff Working Document, SWD (2012) 224 final*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2013). *Communication from the Commission, Delivering the internal electricity market and making the most of public intervention, COM (2013) 7243 final*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2014a). *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. A Policy Framework for Climate and Energy in the period from 2020 to 2030, COM (2014) 15 final*. Brussels, Belgium: European Commission.
- European Commission. (2014b). *European Council conclusions 23/24 October 2014*. Brussels, Belgium: European Commission. Último acceso web (17 de febrero de 2015):

http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/145397.pdf

European Commission. (2014c). *Commission staff working document, Impact assessment, Accompanying the document: Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. A Policy Framework for Climate and Energy in the period from 2020 to 2030, COM (2014) 15 final, SWD (2014) 15 final*. Brussels, Belgium: European Commission.

Eurostat-Statistical Office of the European Communities. *Tables: nrg_ind_332a; tsdcc_310; tsdcc_320; nrg_ind_335a. nrg _113a*. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>.

European Wind Energy Association –EWEA-. (2012). *Wind in power. 2011 European statistics*. Brussels, Belgium: The European Wind Energy Association. Último acceso web (17 de febrero de 2015): http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/Wind_in_power_2011_European_statistics.pdf.

Eyre, N. (1997). External costs, What do they mean for energy policy? *Energy Policy* 25 (1), 85-95. doi: 10.1016/S0301-4215(96)00124-3.

Fang, Y. (2011). Economic welfare impacts from renewable energy consumption: The China experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (9), 5120-5128. doi: 10.1016/j.rser.2011.07.044.

Fabozzi, F., Kolm, P., Pachamanova, D. y Focardi, S. (2007). Robust Portfolio Optimization. *The Journal of Portfolio Management* 33 (3), 40-48. doi: 10.3905/jpm.2007.684751.

Fabozzi, F., Huang, D. y Zhou, G. (2010). Robust portfolios: contributions from operations research and finance. *Annals of operations research* 176 (1), 191-220. doi: 10.1007/s10479-009-0515-6.

Fama, E. F. y French, K.R. (1992). The cross-section of expected stock returns. *Journal of Finance* 47 (2), 427-465. doi 10.1111/j.1540-6261.1992.tb04398.x.

Fabra, N. y Toro, J. (2005). Price wars and collusion in the Spanish electricity market. *International Journal of industrial Organization* 23 (3), 155-181. doi: 10.1016/j.ijindorg.2005.01.004.

- Fouquet, R. (2010). The slow search for solutions: Lessons from historical energy transitions by sector and service. *Energy Policy* 38 (11), 6586-6596. doi:10.1016/j.enpol.2010.06.029.
- Fernández Martín, R.M. (2010). La Unión Europea como impulsora de la lucha contra el cambio climático. Kyoto y los restos para el 2020. *Revista de Economía Mundial* 25, 205-226.
- Gago, A. y Labandeira, X. (2012). Un nuevo modelo de reforma fiscal verde, *Economics for Energy, Working Paper 03/2012*. Vigo, España: Economics for Energy. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <https://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0CCMQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.eforenergy.org%2Fdocpublicaciones%2Fdocumentos-de-trabajo%2FWP032012.pdf&ei=YKLnVLynNIXyUJzKg5gE&usg=AFQjCNFUD4WiZNaCIdaYUQVG0qnWQ8KWhA&sig2=3j2qaAgCBuaQHRk0Kzmlzw&bvm=bv.86475890,d.d24>.
- Garlappi, L., Uppal, R. y Wang, T. (2006). Portfolio Selection with Parameter and Model Uncertainty: A Multi-Prior Approach. *The Review of Financial Studies* 20 (1), 43-81. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.194.3449&rep=rep1&type=pdf>.
- Georgakellos, D. (2010). Impact of a possible environmental externalities internalization on energy prices: The case of the greenhouse gases from the Greek electricity sector. *Energy Economics* 32 (1), 202-209. doi:10.1016/j.eneco.2009.05.010.
- Gitelman, G. (2002). Use of real options in asset valuation. *The Electricity Journal* 15 (9), 58-71. doi: doi:10.1016/S1040-6190(02)00383-4.
- Gökgöz, F. y Atmaca, M. (2012). Financial optimization in the Turkish electricity market: Markowitz's mean-variance approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (1), 357-368. doi: 10.1016/j.rser.2011.06.018.
- Graham, J. y Harvey, C. (1997). Grading the Performance of Market-Timing Newsletters. *Financial Analyst Journal* 53, 54-66. doi: 10.2469/faj.v53.n6.2130.
- Greenstone, M., Kopits, E. y Wolverton, A. (2011). Estimating the Social Cost of Carbon for Use in U.S. Federal Rulemakings: A Summary and Interpretation. *Working Paper 11-04, April 2011, Massachusetts Institute of Technology, Department of Economics*. Massachusetts, U.S.: Massachusetts Institute of Technology. doi: 10.2139/ssrn.1793366.

- Hall, J., Brajer, V. y Lurmann, F. (2010). Air pollution, health and economic benefits—Lessons from 20 years of analysis. *Ecological Economics* 69 (12), 2590–1597. doi: 10.1016/j.ecolecon.2010.08.003.
- Hanser, P. y Graves, F. (2007). Utility supply portfolio diversity requirements. *The Electricity Journal* 20 (5), 22–32. doi: 10.1016/j.tej.2007.04.005.
- Hernández-Escobedo, Q., Manzano-Agugliaro, F. y Zapata-Sierra, A. (2010). The wind power of Mexico. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (9), 2830–2840. doi: 10.1016/j.rser.2010.07.019.
- Hickey, A., Carlson, J. y Loomis, D. (2010). Issues in the determination of the optimal portfolio of electricity supply options. *Energy Policy* 38 (5), 2198–2207. doi: 10.1016/j.enpol.2009.12.006.
- Hope, C. y Newbery, D. (2006). Calculating the Social Cost of Carbon. In Grubb, M., Jamasb, T. y Pollitt M. (Eds.), *Delivering a Low Carbon Electricity System: Technologies, Economics and Policy* (Chapter 2, pp. 31-63). Cambridge, United Kingdom: University of Cambridge.
- Huang, Y-H. y Wu, J. (2008). A portfolio risk analysis on electricity supply planning. *Energy Policy* 36 (2), 627-641. doi: 10.1016/j.enpol.2007.10.004.
- Humphreys, H. y McClain, K. (1998). Reducing the impacts of energy price volatility through dynamic portfolio selection. *The Energy Journal* 19 (3), 107–31. doi: 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol19-No3-6.
- Intergovernmental Panel on Climate Change –IPCC-. (2005a). *Carbon Dioxide Capture and Storage*. Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H., Loos, M. y Meyer, L. (Eds.). United Kingdom: Cambridge University Press. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <https://docs.google.com/file/d/0B1gFp6l0o3akWfVURndxRU5xU1E/edit?pli=1>.
- Intergovernmental Panel on Climate Change –IPCC-. (2005b). *Safeguarding the Ozone Layer and the Global Climate System: Issues Related to Hydrofluorocarbons and Perfluorocarbons*. Metz, B., Kuijpers, L., Solomon, S., Andersen, S.O., Davidson, O., Pons, J., de Jager, D., Kestin, T., Manning, M. y Meyer, L. (Eds.). United Kingdom: Cambridge University Press Último acceso web (17 de febrero de 2015): http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/sroc/sroc_spmts_sp.pdf.
- Intergovernmental Panel on Climate Change –IPCC-. (2011). *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate*

Change, Technical Support Unit Working Group III, Postdam institute for Climate Impact Research (PIK). Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Matshoss, P. y Seyboth, K. (Eds.). United Kingdom: Cambridge University Press. Último acceso web (17 de febrero de 2015): https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_FD_SPM_final.pdf.

International Energy Agency –IEA-. (2010a). *World Energy Outlook 2010*. Paris, France: International Energy Agency.

International Energy Agency –IEA-. (2010b). *Projected Costs of Generating Electricity, 2010 Edition*. Paris, France: International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, y OECD.

International Energy Agency –IEA-. (2011). *World Energy Outlook 2011*. Paris, France: International Energy Agency.

International Energy Agency –IEA-. (2012). *World Energy Outlook 2012*. Paris, France: International Energy Agency.

International Energy Agency: Energy Technology Systems Analysis Programme - Energy Technology Network, IEA-ETSAP. (2010). *Technology Brief E01: Coal-Fired Power; Technology Brief E02: Gas-Fired Power; Technology Brief E03: Nuclear Power; Technology Brief E05: Biomass for Heat and Power; Technology Brief E12: Hydropower; Technology Brief E14: CO₂ Capture and Storage*. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://www.iea-etsap.org/web/E-techDS.asp>.

International Renewable Energy Agency –IRENA-. (2012). *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Volume 1: Power Sector, Issues: 1 (Biomass for Power Generation), 3 (Hydropower), 4 (Solar Photovoltaics) and 5 (Wind Power)*. *IRENA Working Papers*. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://www.irena.org/Publications/ReportsPaper.aspx?mnu=cat&PriMenuID=36&CatID=141>.

Ippolito, R. (1989). Efficiency with costly information: a study of mutual fund performance, 1965-1984, *The Quarterly Journal of Economics* 104, 1-23. doi: 10.2307/2937832.

Jäger-Waldau, A., Szabó, M., Scarlat, N. y Monforti-Ferrario, F. (2011). Renewable electricity in Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, 3703–3716. doi:10.1016/j.rser.2011.07.015.

Jansen, J., Beurskens, L. y Van Tilburg, X. (2006). Application of Portfolio Analysis to the Dutch Generating Mix. Reference Case and two Renewables Cases: Year 2030 – SE and GE

- Scenario. Amsterdam, The Netherlands: Energy Research Centre of the Netherlands. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <https://www.ecn.nl/publications/ECN-C-05-100>.
- Jensen, M. (1968). The performance of mutual funds in the period 1945-1964. *The Journal of Finance* 23 (2), 389-415.
- Jensen, M. (1969). Risk, the pricing of capital assets, and the evaluation of investment portfolios, *The Journal of Business* 42 (2), 167-247.
- Johansson, B. (2013). Security aspects of future renewable energy systems: A short overview. *Energy* 61, 598– 605. doi: 10.1016/j.energy.2013.09.023.
- Kienzle, F., Koepfel, G., Stricker, P. y Anderson, G. (2007). Efficient electricity production portfolios taking into account physical boundaries. In *Proceedings of the 27th USAEE/IAEE North American Conference. Developing & Delivering Affordable Energy in the 21st Century*. Houston, US: International Association for Energy Economics. Último acceso web (17 de febrero de 2015): http://www.eeh.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethpublications/kienzle_usaee_sep_07.pdf.
- Khatib, H. (2003). *Economic evaluation of projects in the electricity supply industry. Power and Energy Series 44*. London, United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology.
- Kim, S-H. (2007). Evaluation of negative environmental impacts of electricity generation: Neoclassical and institutional approaches. *Energy Policy* 35 (1), 413-423. doi:10.1016/j.enpol.2005.12.002.
- Kraus, A. y Litzenberger, R. (1976). Skewness preference and the valuation of risky assets. *The Journal of Finance* 31 (4), 1085-1100. doi: 10.1111/j.1540-6261.1976.tb01961.x.
- Krey, B. y Zweifel, P. (2008). Efficient and Secure Power for the USA and Switzerland. In Bazilian, M. y Roques, F. (Eds.), *Analytical Methods for Energy Diversity and Security* (p.p. 193-218). Amsterdam, The Netherlands: Elsevier.
- Krokhmal, P., Palmquist, J. y Uryasev, S. (2002). Portfolio optimization with conditional value-at-risk objective and constraints. *Journal of Risk* 4, 11-27. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://user.engineering.uiowa.edu/~krokhmal/pdf/cvar.pdf>.
- Kruyt, B., Van Vuuren, D., de Vries, H. y Groenenberg, H. (2009). Indicators for energy security. *Energy Policy* 37 (6), 2166-2181. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.02.006.

- Labandeira, X. (2012). Sistema Energético y Cambio Climático: Prospectiva Tecnológica y regulatoria, *Economics for Energy, Working Paper 02/2012*. Vigo, España: Economics for Energy. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://www.eforenergy.org/docpublicaciones/documentos-de-trabajo/WP22012.pdf>.
- Labandeira, X., Linares, P. y Würzburg, K. (2012). Energías Renovables y Cambio Climático, *Economics for Energy, Working Paper 06/2012*. Vigo, España: Economics for Energy. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://www.eforenergy.org/docpublicaciones/documentos-de-trabajo/WP06-2012.pdf>.
- Liu, M. y Wu, F.F. (2007). Portfolio optimization in electricity markets. *Electric Power Systems Research* 77, 1000-1009. doi:10.1016/j.epsr.2006.08.025.
- Lucas, N., Price, T., Tompkins, R. y Western, R. (1995). Diversity and ignorance in electricity supply investment: a reply to Andrew Stirling. *Energy Policy* 23 (1), 5-16. doi:10.1016/0301-4215(95)90762-V.
- Marques, V., Soares, I. y Fortunato, A. (2008). Uniform Price market and behaviour pattern: What does the iberian electricity market point out?. *Estudos do Grupo de Estudos Monetários e Financeiros (GEMF), No. 8*. Coimbra, Portugal: Faculdade de Economía da Universidade de Coimbra. Último acceso web (17 de febrero de 2015): http://gemf.fe.uc.pt/workingpapers/pdf/2008/gemf_2008-08.pdf.
- Markandya, A. (2012). Externalities from electricity generation and renewable energy, Methodology and application in Europe and Spain. *Información Comercial Española, Cuadernos Económicos* 1 (83), 85-100. Último acceso web (17 de febrero de 2015): http://www.revistasice.com/CachePDF/CICE_83_85-100__6F3A8C1A7D5A6DFD0995C4DA22FC7635.pdf.
- Markowitz, H. (1952). Portfolio Selection, *Journal of Finance*, vol. 7, nº 1, pp. 77-91. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://www.jstor.org/stable/2975974>.
- Markowitz, H. (1959). *Portfolio Selection: efficient diversification of investments*. New Jersey: Willey.
- Markowitz, H. (1992). *Portfolio Selection, Efficient diversification of investments (2nd ed.)*. Oxford, United Kingdom: Blackwell.
- Markowitz, H. (2000). *Mean-Variance Analysis in portfolio Choice and Capital Markets*. New York: Wiley.

- Marrero, G. y Ramos F. (2010). Electricity generation cost in isolated system: the complementarities of natural gas and renewables in the Canary Islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (9), 2808-2818. doi: 10.1016/j.rser.2010.06.007.
- Martínez, A., Olandini, A. y Herrero, S. (2011). Crisis, cambio global y Energía. *Revista de Economía Mundial* 29, 263-284.
- McLoughlin, E. y Bazilian, M. (2006). Application of Portfolio Analysis to the Irish Electricity Generating Mix in 2020. *Working Paper, Sustainable Energy Ireland (SEI)*. Último acceso web (17 de febrero de 2015): http://www.seai.ie/Publications/Renewables_Publications_/Energy_RD_D/Portfolio_Analysis_Working_Paper.pdf.
- Menanteau, P., Finon, D. y Lami, M.L. (2003). Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. *Energy Policy* 31 (8), 799-812. doi: 10.1016/S0301-4215(02)00133-7.
- Menegaki, A. (2008). Valuation for renewable energy: A comparative review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12 (9), 2422–2437. doi: 10.1016/j.rser.2007.06.003.
- Meucci, A. (2005). *Risk and Asset Allocation*. The Netherlands: Springer Finance.
- Modigliani, F. y Modigliani, L. (1997). Risk-Adjusted Performance. *The Journal of Portfolio Management* 23 (2-Winter), 45-54. doi: 10.3905/jpm.23.2.45.
- Moreno, D. y Olmedo, I. (2003). Empleo de medidas de performance en la evaluación de fondos de inversión, *Bolsa de Madrid*, 58-62. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://www.bolsasymercados.es/esp/publicacion/revista/2003/02/p58-62.pdf>.
- Moselle, B. (2012). *Climate Change Policy, Time for Plan B on addressing climate change, says Policy Exchange*. London, United Kingdom: Moore, S. (Ed.) Policy Exchange. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://www.policyexchange.org.uk/images/publications/climate%20change%20policy%20-%20time%20for%20plan%20b%20-%20jun%202011.pdf>.
- Muñoz, J., Sánchez, A., Contreras, J. y Bernal, J. (2009). Optimal investment portfolio in renewable energy: The Spanish case. *Energy Policy* 37 (12), 5273-5284. doi: 10.1016/j.enpol.2009.07.050.
- Nawrocki, D. (1999). A Brief History of Downside risk Measures. *The Journal of Investing* 8 (3, fal), 9-25. doi: 10.3905/joi.1999.319365.

- Neuhoff, K. (2005). Large-scale deployment of renewables for electricity generation. *Oxford Review of Economic Policy* 21 (1), 88–110. doi: 10.1093/oxrep/gri005.
- Nordhaus, W. (2011). Estimates of the Social Cost of Carbon: Background and results from the RICE-2011 Model. *Cowles Foundation Discussion Paper No. 1826*. New Haven, Connecticut: Cowles Foundation Research in Economics, Yale University. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://dido.wss.yale.edu/P/cd/d18a/d1826.pdf>.
- Omer, A.M. (2008). Energy, environment and sustainable development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12 (9), 2265–2300. doi: 10.1016/j.rser.2007.05.001.
- Palazuelos, E. (2008). Alternativas estratégicas en torno al petróleo y el gas natural. In *El petróleo y el gas en la geoestrategia mundial* (pp. 13-34). Madrid, España: Akal Universitaria.
- 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), 1513–1524. doi: 10.1016/j.rser.2010.11.037.
- Pástor, L. y Stambaugh, R. F. (2000). Comparing asset pricing models: an investment perspective. *Journal of Financial Economics* 56 (3), 335-381. doi:10.1016/S0304-405X(00)00044-1.
- Pearce, D. (2003). The Social Cost of Carbon and its policy implications. *Oxford Review of Economic Policy* 19 (3), 362-384. doi: 10.1093/oxrep/19.3.362.
- Porchia, R. y Bigano, A. (2008). *Development of a set of full cost estimates of the use of different energy sources and its comparative assessment in EU countries. Cost Assessment of Sustainable Energy Systems, Project No 518294 SES6, WP6 report, Part 2*. Último acceso web (17 de febrero de 2015): http://www.feem-project.net/cases/documents/deliverables/D_06_1%20part2%2008_09.pdf.
- Porchia, R., Bigano, A., Czajkowski, M., Diakoulaki, D., Kiulia, O., Lechón, Y., et al. (2008). *Development of a set of full cost estimates of the use of different energy sources and its comparative assessment in EU countries, Cost Assessment of Sustainable Energy Systems, Project No 518294 SES6, WP6 report, Part 1*. Último acceso web (17 de febrero de 2015): http://www.feem-project.net/cases/documents/deliverables/D_06_1%20part1%20final.pdf.

- Rafaj, P. y Kypreos, S. (2007). Internalisation of external cost in the power generation sector: Analysis with Global Multi-regional MARKAL Model. *Energy Policy* 35 (2), 828-843. doi: 10.1016/j.enpol.2006.03.003.
- Ríos, J.L, Rapún, J.L, Relaño, G. y Chiarri, A. (2011). Mercados de electricidad en Europa. In Fundación de Estudios Financieros (Ed.), *Papeles de la Fundación nº 41- Los Nuevos Mercados Energéticos* (pp.97-143). Madrid, España: Fundación de Estudios Financieros.
- Rockafellar, R.T. y Uryasev, S. (2000). Optimization of Conditional Value-at-Risk. *The Journal of Risk* 2 (3), 21-41.
- Rockafellar, R.T. y Uryasev, S. (2002). Conditional Value-at-Risk for general loss distributions. *The Journal of Banking and Finance* 26 (7), 1443-1471.
- Rodoulis, N. (2010). Evaluation of Cyprus' Electricity Generation Planning Using Mean-Variance Portfolio Theory. *Cyprus Economic Policy Review* 4 (2), 25-42. Último acceso web (17 de febrero de 2015): http://www.ucy.ac.cy/erc/documents/Rodoulis_Full_Text.pdf.
- Rodríguez, J.L., Burgos, J.C. y Arnalte, S. (2003). *Sistemas eólicos de producción de energía*. Madrid, España: Rueda.
- 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), 2374-2387. doi: 10.1016/j.renene.2011.02.010.
- Roll, R. y Ross, S. (1980). An empirical investigation of the arbitrage pricing theory. *The Journal of Finance* 35 (5), 1073-1103. doi: 10.1111/j.1540-6261.1980.tb02197.x.
- Roques, F., Newberry, D. y Nuttall, W. (2008). Portfolio Optimization and Utilities' Investments in Liberalized Power Markets. In Bazilian, M. y Roques, F. (Eds.), *Analytical Methods for Energy Diversity and Security* (p.p. 219-245). Amsterdam, The Netherlands: Elsevier.
- Roques, F., Hiroux, C. y Saguan M. (2010). Optimal wind power deployment in Europe – A portfolio approach. *Energy Policy* 38 (7), 3245-3256. doi: 10.1016/j.enpol.2009.07.048.
- Ross, S.A. (1978). Mutual fund separation in financial theory-The separation distributions. *The Journal of Economic Theory* 17 (2), 254-286. doi:10.1016/0022-0531(78)90073-X.
- Roy, A.D. (1952). Safety first and the holding of assets, *Econometrica* 20 (3), 431-449. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://www.jstor.org/stable/1907413>.

- Russ, P., Ciscar, J.C., Saveyn, B., Soria, A., Szabó, L., Van Ierland, T., *et al.* (2009). *Economic Assessment of Post-2012 Global Climate Policies, Analysis of Greenhouse Gas Emission Reduction Pathway Scenarios with the POLES and GEM-E3 models*. Sevilla, España: Joint Research Centre, Institute for Prospective Technological Studies –IPTS-. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://ftp.jrc.es/EURdoc/JRC50307.pdf>.
- Sáenz de Miera, G. (2011). Un análisis prospectivo de la electricidad en España. In Instituto Español de la Energía (Ed.), *Papeles de Cuadernos de Energía, Separata del nº 31 de Cuadernos de Energía*. Madrid, España: Club Español de la Energía.
- Safarzynska, K. y Van den Bergh, J.C.J.M. (2011). Industry evolution, rational agents and the transition to sustainable electricity production. *Energy Policy* 39 (10), 6440-6452. doi:10.1016/j.enpol.2011.07.046.
- Sauter, R. y Awerbuch, S. (2003). Oil price volatility and macroeconomic activity: a survey and literature review. *Working paper, IEA-REU*. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://www.awerbuch.com/shimonpages/shimondocs/Oil-price-Volatility-03.doc>.
- Scot V.V. (2011). Emerging symbiosis: Renewable energy and energy security. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (9), 4572-4578. doi: 10.1016/j.rser.2011.07.095.
- SENDECO2, 2012. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://www.sendeco2.com/index.asp>.
- Sharpe, W. (1963). A Simplified Model for Portfolio Analysis. *Management Science* IX (2), 277-293. doi: 10.1287/mnsc.9.2.277.
- Sharpe, W. (1966). Mutual Fund Performance. *The Journal of Business: A Supplement* 39 (1, Part 2), 119-138. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://www.jstor.org/stable/2351741>.
- Sharpe, W. (1994). The Sharpe Ratio. *The Journal of Portfolio Management* 21 (1), 49-58. doi: 10.3905/jpm.1994.409501.
- Shi, W. e Irwin, S. (2005). Optimal Hedging with a subjective view: An Empirical Bayesian Approach. *American Journal of Agricultural Economics* 87 (4), 918-930. doi: 10.1111/j.1467-8276.2005.00778.x.
- Sierra, J. (2011). Algunos grandes retos actuales del sector de la energía. In Instituto Español de la Energía (Ed.), *Cuadernos de energía nº30* (pp. 65-68). Madrid, España: Club Español de la Energía.

- Smith, K.V. y Tito, D.A. (1969). Risk-Return Measures of ex post Portfolio Performance. *Journal of Financial and Quantitative Analysis* 4 (4), 449-471. doi: 10.2307/2330059.
- Stern, N. (2008). The Economics of Climate Change. *American Economic Review: Paper & Proceedings* 98 (2), 1-37. doi: 10.1257/aer.98.2.1.
- Stirling, A. (1994). Diversity and ignorance in electricity supply investment: addressing the solution rather than the problem. *Energy Policy* 22 (3), 195-216. doi:10.1016/0301-4215(94)90159-7.
- Stirling, A. (1998). On the Economics and Analysis of Diversity. *Science and Technology Policy Research (SPRU) Electronic Working Paper Series, Paper No. 28*. Brighton, United Kingdom: University of Sussex. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://www.uis.unesco.org/culture/Documents/Stirling.pdf>.
- Stirling, A. (2007). A general framework for analyzing diversity in science, technology and society. *Journal of the Royal Society Interface* 4 (15), 707-720. doi: 10.1098/rsif.2007.0213
- Tobin, J. (1958). Liquidity preference as behavior toward risk. *Review of Economic Studies* 25 (2), 65-86. doi: 10.2307/2296205.
- Tol, R.S.J. (2005). The marginal damage costs of carbon dioxide emissions: an assessment of the uncertainties. *Energy Policy* 33, 2064-2074. doi:10.1016/j.enpol.2004.04.002.
- Tol, R.S.J. (2008). The economic impact of climate change. *ESRI Working Paper 255*. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://www.esri.ie/UserFiles/publications/20081007093843/WP255.pdf>.
- Tol, R.S.J. (2011). The Social Cost of Carbon. *Annual Review of Resource Economics* 3(1), 419-443. doi: 10.1146/annurev-resource-083110-120028.
- Treynor, J. (1965). How to rate management of investment funds. *Harvard Business Review* 43 (1), 63-75.
- Van Zon, A. y Fuss, S. (2005). *Investing in Energy Conversion Technologies –An Optimum Vintage Portfolio Selection Approach*. MERIT-Infonomics Research Memorandum series. Maastricht, The Netherlands: Maastricht Economic Research institute on innovation and Technology y International Institute of Infonomics. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://arnop.unimaas.nl/show.cgi?fid=3576>.

- VijayaVenkataRaman, S., Iniyar, S. y Goic, R. (2012). A review of climate change, mitigation and adaptation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (1), 878– 897. doi: 10.1016/j.rser.2011.09.009.
- Wang, S. y Xia, Y. (2002). *Portfolio Selection and Asset Pricing, Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems*. Berlin, Deutschland: Springer.
- Watkiss, P. y Downing, T.E. (2008). The social cost of carbon: Valuation estimates and their use in UK policy. *The Integrated Assessment Journal, Briding Sciences and Policy* 8 (1), 85-105. Último acceso web (17 de febrero de 2015): http://journals.sfu.ca/int_assess/index.php/iaj/article/viewFile/272/236.
- Weitzman, M. (2007). A Review of the Stern Review on the Economics of Climate Change. *Journal of Economic Literature* 45 (3), 703-724. doi: 10.1257/jel.45.3.703.
- Wesselink, B., Van Melle, T., Klaus, S., Smit, A. y Van Gent, M. (2010). *The ETS paradox, Emissions trading for the European cement sector. Our Mission: A sustainable Energy supply for everyone*. Utrecht, The Netherlands: ECOFYS and Emission Care. Último acceso web (17 de febrero de 2015): http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_emission_care_nox-so2_ets_final_report.pdf.
- Westner, G., y Madlener, R. (2010). The benefit of regional diversification of cogeneration investments in Europe: A mean-variance portfolio analysis. *Energy Policy* 38 (12), 7911-7920. doi: 10.1016/j.enpol.2010.09.011.
- White, B., Lesser, J., Lowengrub, P., y Yang, S. (2007). *A mean-variance portfolio optimization of California's generation mix to 2020: Achieving California's 33 Percent Renewable Portfolio Standard Goal (CEC-300-2007-009-D)*. California, U.S.: California Energy Commission. Último acceso web (17 de febrero de 2015): <http://www.energy.ca.gov/2007publications/CEC-300-2007-009/CEC-300-2007-009-D.PDF>.
- Zero Emissions Platform –ZEP-. (2012). *CO₂ Capture ad Storage (CCS), Creating a secure environment for investment in Europe*. Brussels, Belgium: European Technology Plattform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants - European Commission.
- Zhu, L. y Fan, Y. (2010). Optimization of China's generating portfolio and policy implications based on Portfolio theory. *Energy* 35 (3), 1391-1402. doi: 10.1016/j.energy.2009.11.024.

9. RESUMO E CONCLUSÕES

9.1. Resumo

Um dos maiores desafios com que o Estado se depara é o de resolver o problema energético. A solução passa por conciliar a segurança de abastecimento, a sustentabilidade e a competitividade.

Entre os desafios que se colocam à política energética de um dado território está o de garantir um nível adequado de segurança energética. Este é determinado por um acesso seguro e permanente aos recursos com um determinado nível de qualidade, a um custo razoável para o consumidor e com o menor impacto possível sobre o meio ambiente (Kruyt *et al*, 2009; Escribano *et al*, 2013). Outro dos objetivos que costuma figurar na agenda oficial é o de incrementar o nível de eficiência e de poupança energética e, a partir deles, contribuir para a redução da intensidade energética. Isto implica o aumento da competitividade e o desenvolvimento sustentável do próprio Estado, indicativo de uma menor contaminação (Dincer, 2000).

O grau de disponibilidade das fontes energéticas condiciona a forma em que um Estado ou região produz eletricidade. A concessão da carteira de tecnologias utilizada na produção de eletricidade assume uma importância de grande relevância no planeamento energético e ambiental. Trata-se de definir a forma como se deve produzir eletricidade, a nível nacional ou regional, no meio-longo prazo. O que está em jogo não é apenas o custo de produção a ser assumido pelo consumidor, mas também o nível de dependência externa em termos de recursos, a correspondente segurança energética, assim como o impacto ambiental e social provocado pelas tecnologias utilizadas.

As características específicas do setor elétrico e do *output* gerado –dificuldade de armazenamento, necessidade de um sistema de rede de transporte e de distribuição, a intensidade de capital e a irreversibilidade do investimento– juntam-se a um mercado com um marco regulatório complexo que também abrange a dimensão ambiental. Tudo isto condiciona, em grande medida, a abordagem temática adotada nesta tese centrada nas tecnologias de geração de eletricidade.

A aplicação das políticas energéticas está sujeita a um elevado nível de incerteza. Esta decorre de diversos tipos de incerteza ligados ao desenvolvimento tecnológico previsto, à evolução da situação económica, a possíveis alterações regulatórias e à evolução dos fatores que incidem sobre o custo final das políticas a implementar e, ainda, da própria eficácia no cumprimento dos objetivos em matéria ambiental. Todos estes fatores dificultam, de forma clara, a tomada de decisão por parte do legislador no que respeita à regulação e à implementação de projetos.

Assim, neste trabalho propõe-se, do ponto de vista metodológico, identificar a análise do planeamento energético como um problema de seleção de investimentos a longo prazo. Nesta ótica, a Teoria de Carteiras de Markowitz destaca-se por ser uma metodologia no âmbito financeiro suscetível de ser aplicada na definição de carteiras compostas por ativos reais de produção de eletricidade. O modelo matemático de otimização de carteiras baseia-se na caracterização das tecnologias do ponto de vista custo-risco. O custo médio esperado da carteira obtém-se a partir da soma ponderada dos custos esperados relativamente a cada tecnologia de produção. Por outro lado, o risco de carteira está associado à variabilidade do seu custo e mede-se pelo desvio-padrão ou pela variância desse custo. O objetivo do modelo é determinar as combinações de tecnologias que sejam eficientes na perspetiva da Teoria de Carteiras: ou seja, que tenham o menor custo possível para um certo nível de risco, ou as combinações de menor risco para um determinado custo. O modelo admite também a introdução de restrições adicionais. Neste sentido, e tal como se verá posteriormente, o nível de desenvolvimento da tecnologia e o problema ambiental serão incluídos através da definição de restrições relativas ao valor máximo da participação por tecnologia e em relação ao fator de emissões da carteira.

Atualmente, o peso dos combustíveis fósseis no processo energético é muito elevado. Os países que não possuem reservas destes recursos têm de os importar. Deste modo, regista-se uma transferência de rendas (*International Energy Agency* [IEA], 2011; Gago e Labandeira, 2012). A dependência externa destes recursos gera insegurança, já que os preços do petróleo e do gás natural podem ser elevados e estão sujeitos a uma grande volatilidade, em parte provocada pela escassez e por tensões geopolíticas com o país exportador ou ligada às vias de transporte para o país importador (Dincer, 2000; Panwar *et al*, 2011; *Intergovernmental Panel on Climate Change* [IPCC], 2011; Escribano *et al*, 2013).

Ainda mais, o consumo de combustíveis fósseis acarreta a emissão de gases contaminantes e de partículas em suspensão. A concentração destes gases na atmosfera gera imensos impactos negativos sobre a vida humana e o meio ambiente. Entre estes efeitos estariam o aquecimento global da superfície terrestre, a elevação do nível das águas do mar, a contaminação do ar, as chuvas ácidas ou a emissão de substâncias radioativas. As alterações climáticas poderiam mesmo ser responsáveis por perdas da economia global na ordem de 4% a 20% do PIB mundial (Scot, 2011).

A busca da dimensão ambiental da carteira pode ser apresentada no âmbito da tendência social que procura a utilização eficiente dos recursos, a redução das emissões de gases contaminantes, a redução dos resíduos e a conservação dos recursos endógenos (Panwar *et al*, 2011). As economias mais desenvolvidas e com níveis de rendimento mais elevados são as que

demonstram uma maior procura de proteção ambiental (VijayaVenkataRaman *et al*, 2012; Panwar *et al*, 2011). Com efeito, uma carteira de tecnologias que respeite o meio ambiente e o tecido social traduzir-se-ia numa maior segurança energética.

Em consequência, um país que, carecendo de reservas de recursos fósseis, queira diminuir o nível de dependência energética, deveria aumentar a diversificação da sua carteira. Tal seria possível através da diminuição paulatina da participação das tecnologias contaminantes e da sua substituição por tecnologias com base em fontes renováveis.

De fato, na União Europeia mais de metade da energia é importada. Trata-se, portanto, de uma região condicionada pela sua dependência energética na ordem dos 53% em 2012 (*Eurostat*, tabela: tsdcc310). O impacto negativo da dependência energética na economia europeia traduziu-se em 3,1% do PIB, correspondente à transferência de rendas derivada da importação de petróleo e de gás natural (*European Commission [EC]*, 2014a; Gago e Labandeira, 2012).

Neste contexto, a União Europeia baseou a sua política energética em três pilares fundamentais: competitividade, segurança de abastecimento e sustentabilidade (Johansson, 2013; EC, 2010a). Assim, foram levadas a cabo numerosas medidas regulatórias como processos de liberalização do mercado de gás e de eletricidade, sistemas de apoio ao fomento de energias renováveis, medidas de poupança e de eficiência energética e mecanismos destinados à redução das emissões de gases com efeito de estufa tais como o desenvolvimento do mercado de licenças de emissão. É a aposta nas energias renováveis, juntamente com a redução das emissões de gases contaminantes, as que converteram a União Europeia no líder mundial da luta contra as alterações climáticas (EC, 2008a, 2012a, 2012b; Chalvatzis e Hooper, 2009).

Em 2009 a União Europeia aprova a Diretiva 2009/28/EC (EC, 2009a) em que se estabelecem os objetivos energéticos e ambientais para 2020, a chamada “Estratégia 20-20-20”: conseguir 20% de redução das emissões contaminantes relativamente a 1990, 20% de consumo energético a partir das energias renováveis comparativamente à situação em 1990 e um aumento de 20% na eficiência energética, entendida esta como sendo a relação entre o consumo interno bruto de energia e o produto interno bruto gerado. A estratégia era clara: continuar com a redução da dependência energética, diminuir as emissões de gases contaminantes e aumentar a eficiência energética.

Em outubro do passado ano de 2014, a União Europeia (EC, 2014b) expôs os seus objetivos energéticos para 2030 como extensão daqueles que haviam sido definidos para 2020: alcançar, pelo menos, uma redução de 40% na emissão de gases de efeitos de estufa em comparação

com a situação em 1990 e aumentar a participação renovável e a eficiência energética até 27%.

A União Europeia foi assim definindo, ao longo das últimas duas décadas, o horizonte energético a atingir sucessivamente em 2010, 2020 e 2030. A recente apresentação, em fevereiro de 2015, dos objetivos energéticos do governo Juncker para o horizonte 2030-2050, sob a designação “União da Energia”, seguem a linha definida em outubro de 2014 e procuram dar um novo impulso à ideia de que a Europa fala “a uma só voz” nessa matéria. A meta a alcançar continua a mesma: um “acesso a energia segura, sustentável, competitiva e acessível a todos os europeus”.

Em relação à estratégia energética e climática proposta pela União Europeia surgem algumas interrogações às quais nos propomos dar resposta nesta tese. A questão principal seria se é que a União Europeia está a caminhar para um desenho eficiente em termos de custo e risco na sua futura carteira de geração de eletricidade. Em caso de ser negativa, surgiria uma nova pergunta: poderia Europa produzir eletricidade de forma eficiente através da concessão da sua carteira de geração?

Sobre os diferentes tipos de tecnologias, poderíamos formular uma serie de questões:

- Deveria Europa reduzir a sua aposta pelas energias renováveis num futuro caracterizado pela eficiência em termos de custo e risco?
- Dentro das energias renováveis, que tecnologias teriam participação mais privilegiada com o objetivo de atingir a eficiência e quais seriam menos adequadas em termos de eficiência?
- Depois do sucedido em Fukushima Daichii e da reformulação da estratégia nuclear europeia, a tecnologia nuclear num futuro caracterizado pela eficiência seria uma energia a ter em conta ou não?
- Que futuro se lhe reserva aos combustíveis fósseis num meio de eficiência e até que ponto é necessário apoiar o desenvolvimento das tecnologias de obtenção e de armazenamento de carbono para o cumprimento dos objetivos de redução de emissões poluentes?

Neste trabalho aposta-se por enriquecer a análise de eficiência mediante a adoção de uma estratégia ampla de redução de emissões por parte da União Europeia. Incorporam-se não somente os dados relativos à emissão de dióxido de carbono (CO₂), que é responsável pelo efeito estufa e da alteração climática, como também dados sobre dióxido de enxofre (SO₂) e sobre óxidos de nitrogênio (NO_x), responsáveis pela acidificação da terra e de danos nos ecossistemas e na saúde pública, bem como da emissão de partículas (PM), que provocam

impactos nocivos sobre as condições de vida humana influenciando a esperança de vida. Com base nessa proposta poder-se-ia questionar qual seria o impacto da estratégia sobre o custo e o risco da carteira de geração de eletricidade.

Previamente, do ponto de vista metodológico, as várias questões a solucionar centrar-se-iam nas seguintes perguntas: seria possível desenhar um modelo de avaliação da eficiência que permita obter uma combinação de tecnologias que otimizasse o binómio custo-risco? De que maneira poder-se-ia acrescentar ao modelo uma dimensão ambiental? E, como consequência, que efeitos provocaria? Por outro lado, de que forma articular-se-ia a análise de eficiência?

Para responder às perguntas acima formuladas usaram-se como referencia os dados obtidos na análise de cenários. Este tipo de análise, como técnica de prospectiva, permite obter um conhecimento antecipado do futuro de um meio caracterizado por uma complexidade e uma incerteza elevadas, submetido a alterações profundas, rápidas e de difícil antecipação. Desta forma, as carências sobre o conhecimento coletivo do futuro veem-se solucionadas a partir da análise das tendências apontadas nos cenários. Por isso o trabalho com cenários é uma prática habitual no campo energético quando se quer definir possíveis estratégias para atingir objetivos no futuro.

A Agência Internacional da Energia (em adiante, IEA) oferece três possíveis cenários para os horizontes europeus de 2020 e 2030 (IEA, 2011, 2012). Estes têm em conta as possíveis situações derivadas de diferentes graus de implementação das políticas propostas: cenário de Políticas Atuais, de Novas Políticas e 450 ou de uma forte aposta por políticas de luta contra a alterações climáticas. Adicionalmente, este trabalho pesquisou também dados relativos a cenários do Grupo Intergovernamental de Expertos sobre a Alteração Climática (IPCC, 2011) e do Instituto de Prospectiva Tecnológica (em adiante, IPTS) (Russ *et al*, 2009; Ciscar *et al*, 2012) que está associado ao Centro Comum de Investigação da Comissão Europeia e do Diretório Geral da Comissão Europeia para a Energia e o Transporte.

Segundo o exposto, o objetivo principal deste trabalho será a análise da eficiência das carteiras de geração de eletricidade por tecnologia propostas pela IEA para a União Europeia para os horizontes temporais de 2020 e 2030. Tratar-se-á de dar resposta à pergunta de que se nestes cenários a geração de eletricidade implícita nessas carteiras respeitaria os critérios de eficiência ou se, pelo contrário, seria necessária uma mudança na participação da geração derivada das diferentes tecnologias nas carteiras.

De forma complementar procura-se definir a composição daquelas carteiras que cumpririam com a eficiência, bem como o objetivo de esclarecer qual deveria ser a participação da cada uma das tecnologias disponíveis caso a União Europeia pretendesse produzir eletricidade de modo eficiente. A partir da presença das diferentes tecnologias nas carteiras eficientes poder-

se-ão tirar ilações que elucidem qual deveria ser a melhor estratégia a seguir pela União Europeia em matéria de política energética (*policy implications*).

A proposta usa como referência o modelo de meia e desvio-padrão com restrições que tem como função objetivo a minimização do risco da carteira. O modelo incorpora as restrições próprias da proposta de Markowitz relativas à não negatividade das variáveis, a igualdade à unidade da soma das participações das tecnologias e a limitação do custo da carteira a um valor predefinido. De forma complementar incluir-se-ão restrições relativas aos limites de participação máxima das tecnologias em função do desenvolvimento tecnológico previsto por horizonte, dando lugar ao modelo Tecnológico. A incorporação adicional de restrições sobre os limites de emissão máxima por gás poluente e por tecnologia dará lugar ao chamado modelo ambiental. O *output* dos modelos elucidam o desenho daquelas carteiras eficientes que oferecem a melhor combinação custo-risco a assumir pela sociedade por gerar eletricidade, isto é, carteiras que potenciam o bem-estar social.

Ao se tratar de ativos reais (não financeiros), assume-se o cumprimento não estrito das hipóteses da teoria de carteiras sobre a eficiência dos mercados. Entre elas estariam a existência de descontinuidades nos mercados de geração de eletricidade, os problemas de liquidez dos ativos de produção de eletricidade, a amplitude do tempo de recuperação do investimento, os diferentes graus de substituição das tecnologias e dos combustíveis, o difícil fracionamento dos investimentos ou o funcionamento ineficiente dos mercados de eletricidade.

O inovador deste trabalho, e que constitui a principal contribuição do mesmo desde o ponto de vista metodológico, reside na inclusão da dimensão ambiental através do estabelecimento de objetivos de redução de emissões de gases poluentes. Para isso definem-se para cada um dos gases e partículas estudadas os fatores de emissão da cada tecnologia, assim como os fatores de emissão da carteira. Os limites de emissão propostos no modelo enquadram-se dentro da estratégia de redução de emissões da União Europeia. Estabelecem-se três cenários de redução: mínima, média e máxima. Mediante a inclusão destes limites consegue-se explicitar parte do efeito positivo que provoca a incorporação das energias renováveis à carteira, já que se trata de opções tecnológicas não emissoras, exceto a tecnologia baseada em biomassa.

A dimensão ambiental do modelo vê-se enriquecida, ainda mais, pela incorporação dos custos de externalidade por tecnologia, aqueles não considerados pelo mercado nos custos de geração e que são potencialmente nocivos ao meio ambiente e os ecossistemas. Sua inclusão provoca a penalização do custo total das tecnologias não renováveis. Corrige-se assim parte da falha no mercado existente relativa às diferenças entre os custos e os riscos das tecnologias

não renováveis e os das energias renováveis. As tecnologias beneficiadas são novamente as energias renováveis, que veem sua importância e seu potencial aumentados para fazerem parte da carteira eficiente. Os custos de externalidade contemplados no modelo são os de emissões poluentes, os de uso da terra para a biomassa e os relativos a possíveis fugas de radioatividade no processo de geração de eletricidade, juntamente com os custos derivados de acidente em planta tecnológica.

A diferença entre a maioria dos modelos revisados na literatura e os propostos neste trabalho reside no facto de introduzir uma mudança na medição do risco da cada tecnologia. Este leva-se a cabo por meio da soma não ponderada das variâncias dos componentes do custo total de geração. Operar com a soma não ponderada das variâncias para o cálculo do risco por tecnologia conduz a valores superiores e metodologicamente mais apropriados em termos de cálculo do risco de todas as tecnologias.

Em definitiva, em nossa perspectiva, a análise de eficiência aqui proposta adota uma tripla perspectiva: económica, através da busca do menor custo da carteira; social, mediante a maximização do bem-estar social derivado da exposição ao menor risco de ruptura de fornecimento derivado da carteira de geração de eletricidade; e ambiental, graças à inclusão do cumprimento de objetivos de redução de emissões e dos custos de externalidade.

Para o desenvolvimento do trabalho, o mesmo foi organizado da seguinte maneira: no primeiro capítulo introduz-se a tipologia do problema a partir da sua contextualização no campo da energia. Posteriormente, no segundo capítulo, revisam-se os cenários e as projeções das diferentes entidades analisadas para os horizontes temporais estudados. O terceiro capítulo recolhe uma revisão um tanto exaustiva da teoria de carteiras. No quarto capítulo expõem-se os vários trabalhos que aplicam a teoria de carteiras aos ativos de geração de eletricidade. No quinto capítulo apresentam-se os modelos matemáticos de optimização de carteiras que se vão implementar. O sexto capítulo recolhe os resultados derivados da avaliação da eficiência das carteiras propostas pela IEA para a União Europeia para 2020 e 2030. Por último, no sétimo capítulo apresentam-se as conclusões, em que se dão resposta às diversas questões formuladas anteriormente, e as linhas para futuras investigações.

9.2. Conclusões e linhas de futura investigação

Depois do exposto nos capítulos precedentes, apresentam-se as conclusões do trabalho. Conquanto a cada capítulo inclui uma alínea com as conclusões referentes a cada um, neste último capítulo em concreto propõe-se dar resposta às questões formuladas na introdução. Assim:

Desde o ponto de vista metodológico **é possível desenhar um modelo de avaliação da eficiência que otimize o binómio custo-risco?**

A resposta a esta primeira questão reside em propor um modelo de carteiras de Markowitz que apresenta como ativos as tecnologias de geração de eletricidade. Sua aplicação ao planeamento energético teve ampla aceitação, como metodologia válida e comprovada, ainda que seja necessário assumir de uma maneira não estrita as hipóteses da teoria de carteiras sobre a eficiência dos mercados.

A aplicação do modelo de Markowitz que se propõe substitui o conceito de rentabilidade global dos ativos energéticos pelo de custo da mesma, no que atinge a ativos tecnológicos de geração de eletricidade. Desta maneira, a rentabilidade, que poderia ser definida em função de unidades de energia geradas por unidade monetária investida, substitui-se pelo custo de geração de eletricidade e este custo poderia ser entendido como o inverso da rentabilidade, isto é, unidades monetárias necessárias para produzir uma unidade de eletricidade.

A caracterização das tecnologias baseia-se não só no custo de geração de eletricidade tal como também no risco que apresenta a cada opção tecnológica; este risco pode ser definido como uma variação de seu custo de geração, o qual resulta da soma de diversos custos parciais.

O risco é medido através do desvio-padrão ou da variância do custo total calculada a partir da soma das variâncias da cada custo parcial e da covariância entre dois custos parciais concretos, nomeadamente o custo de emissão de dióxido de carbono e o do combustível (o resto de covariâncias entre os diferentes integrantes do custo total são nulas). Esta soma não ponderada de variâncias e covariâncias na medição do risco das tecnologias leva a valores superiores e metodologicamente mais apropriados que os habitualmente utilizados na maioria de estudos consultados.

Por sua vez, as carteiras de tecnologias (de produção ou de capacidade instalada) são também definidas em termos de custo (como soma do custo esperado da cada tecnologia ponderado pela participação de cada uma das tecnologias na carteira) e de risco (como o desvio-padrão ou a variância do custo calculada a partir da soma das variâncias e covariâncias dos elementos de custo das diferentes tecnologias devidamente ponderadas em função das participações das tecnologias na carteira).

A análise simultânea deste binómio, do custo e do risco, confere a esta proposta uma maior capacidade e riqueza conceptual que a que nos é dada pela perspectiva simples do menor custo individual por tecnologia, aplicada anteriormente no planeamento energético.

A função objetivo do modelo tem com missão principal minimizar o risco da carteira de geração de eletricidade. Relativamente às restrições, incluem-se as próprias da proposta de Markowitz, nomeadamente a de não negatividade das variáveis, ou a da dependência de um

custo previamente dado. Desta maneira, poderemos construir o denominado modelo de Markowitz. As restrições consideradas sobre a participação máxima das diferentes tecnologias unem-se às anteriores para dar lugar ao segundo modelo, o modelo Tecnológico.

As carteiras eficientes, que se obtêm como solução de cada modelo proposto, formam graficamente a denominada fronteira eficiente. Esta fronteira está delimitada, à esquerda, pela carteira de mínimo risco absoluto e, à direita, pela de mínimo custo absoluto.

De que forma poder-se-ia dotar o modelo de dimensão ambiental? Que efeito teria?

A inclusão da dimensão ambiental na proposta de carteiras consegue-se através da consideração tanto das externalidades no custo total da cada tecnologia como dos fatores de emissão de cada gás e partícula de efeitos prejudiciais para o meio ambiente e para a saúde humana (em diante, GPEPMASH) na carteira, e do correspondente estabelecimento de restrições sobre as emissões poluentes da carteira.

As externalidades contempladas fazem referência aos custos de emissão de GPEPMASH, do risco de exposição a perdas potenciais de radioatividade, aos de uso da terra para cultivo de biomassa e aos derivados de potenciais acidentes em plantas tecnológicas. Quanto ao fator de emissão da carteira, considera-se o impacto negativo tanto da emissão de dióxido de carbono, responsável do efeito estufa, como de partículas e outros gases que afetam à vida humana e ao meio ambiente (dióxido de enxofre e óxidos de nitrogênio).

As restrições relativas aos limites de emissão da carteira sobre cada gás contaminante e de partículas estabelecem-se em base à estratégia de redução de emissões da União Europeia, e acrescentam-se também às do modelo Tecnológico para gerar o terceiro dos modelos, o modelo Ambiental.

Os dois elementos metodológicos anteriormente referenciados enriquecem a dimensão ambiental e social do modelo e, além disso, incrementam o interesse potencial das tecnologias renováveis para fazer parte da carteira eficiente. Explicita-se assim parte do efeito positivo que provoca a incorporação das tecnologias renováveis à carteira. A diminuição da diferença em custos totais entre estas tecnologias e as energias não renováveis, assim como a penalização destas últimas no modelo pelo seu carácter emissor, une-se ao efeito positivo da proposta custo-risco, que permite que aquelas tecnologias com custos elevados, como as renováveis, entrem a fazer parte da carteira graças ao efeito positivo que têm sobre o risco da mesma. Este último deriva-se da ausência de risco associado ao uso de combustíveis fósseis e com emissões de dióxido de carbono nas tecnologias renováveis.

Como se realiza a análise da eficiência?

A definição das carteiras de tecnologias de geração de eletricidade para a União Europeia para os horizontes estudados, bem como o estabelecimento dos limites máximos de participação

das diferentes tecnologias, baseia-se na análise de cenários. Esta técnica de prospectiva permite solucionar as carências sobre o conhecimento coletivo do futuro através da análise de tendências. O trabalho com cenários converte-se assim numa prática habitual para o estabelecimento de estratégias dentro do planeamento energético. Os cenários analisados provêm de entidades e organismos internacionais de referência no campo energético e ambiental: a Agência Internacional da Energia (IEA, 2011, 2012), o Grupo Intergovernamental de Expertos sobre a Alteração Climática (IPCC, 2011) e o Instituto de Estudos de Prospectiva Tecnológica dependente do Centro Comum de Investigação da Comissão Europeia e do Diretório Geral da Comissão Europeia para a Energia e o Transporte (Russ et al., 2009; Ciscar et al., 2012).

Como foi frisado anteriormente, neste trabalho propuseram-se três modelos baseados na metodologia de optimização de carteiras. O primeiro deles inclui tão só as restrições básicas do modelo de Markowitz. O segundo (modelo Tecnológico) completa-se com a definição de restrições em forma de limites de participação das tecnologias em função das perspectivas de desenvolvimento tecnológico na União Europeia para os diferentes horizontes. Desta maneira, as carteiras que achegam o modelo atendem a critérios realistas quanto a projeções de participação das diferentes tecnologias. O terceiro dos modelos (o Ambiental) incorpora, além das restrições tecnológicas, restrições sobre os fatores de emissão por cenários de redução (mínima, média e máxima) de emissões de GPEPMASH. Neste terceiro modelo as carteiras geradas cumpririam com os objetivos de redução de emissões contemplados, além de ajustar-se às previsões de desenvolvimento tecnológico das tecnologias. Com o modelo Ambiental tentou realizar-se uma avaliação da eficiência desde três pontos de vista: custo, risco e proteção do meio ambiente.

Procurou-se, ainda, enriquecer a análise da eficiência custo-risco das carteiras da IEA.UE-27 através do cálculo das distâncias existentes entre estas carteiras e as carteiras eficientes geradas pelos modelos: de risco mínimo absoluto, de custo mínimo absoluto, de igual custo-menor risco, de igual risco-menor custo e sua eficiente-radial (aquela carteira que seria encontrada na fronteira eficiente entre a carteira IEA.UE-27 e a origem do eixo de coordenadas). Desta forma, pretende-se mostrar de forma numérica a proximidade ou a distância com a eficiência das carteiras analisadas.

Em relação com a questão, **está a dirigir-se a União Europeia para um desenho eficiente em termos de custo e risco de sua futura carteira de geração de eletricidade?**

Em relação a esta pergunta particular, o trabalho desenvolvido conclui que a Europa não estaria a articular sua política energética em termos de eficiência. A análise das carteiras propostas pela IEA para 2020 e 2030 mostra que nenhum dos cenários de desenvolvimento

das políticas permite atingir a eficiência desde a perspectiva custo-risco e contemplando tanto a ausência como a presença de objetivos de redução de emissões.

Aliás, o modelo implementado constata a impossibilidade do cumprimento dos objetivos de redução de emissões de GPEPMASH em 2020 com a participação tecnológica e o desenvolvimento tecnológico previsto. Seria necessário um maior peso de energias renováveis. Apesar de tudo, no caso que Europa apostasse por produzir do modo mais aproximado a eficiência em termos de mínimo risco absoluto e sem contemplar objetivos de redução de emissões, deveria implementar as políticas próprias do cenário de maior sensibilidade ambiental e maior participação de tecnologias renováveis para 2020 e 2030, o cenário 450. Caso incorporasse objetivos de redução em 2030, a Europa deveria optar pelo cenário de Novas Políticas para assegurar uma produção de eletricidade próxima à eficiência.

Pelo contrário, se o objetivo europeu em matéria de desenho de carteiras fosse gerar eletricidade com o menor custo possível para 2020 e 2030, deveria continuar com a proposta recolhida no cenário de Políticas Atuais para aproximar-se o máximo possível à eficiência.

Seja como for, adotar o desenho de uma das carteiras propostas pela IEA significaria contar com fatores de emissão (de dióxido de carbono, dióxido de enxofre, óxidos de nitrogênio e partículas) muito afastados dos limites de emissão propostos para o cumprimento dos objetivos de redução de emissões, e que completam de uma maneira a definição da eficiência.

Poderia a Europa produzir eletricidade de forma eficiente através do desenho de sua carteira de geração?

Caso a União Europeia optasse por uma carteira de geração de eletricidade com o mínimo custo absoluto, teria que renunciar às tecnologias com maiores custos, como a baseada em petróleo e as energias renováveis solar fotovoltaica, biomassa e eólica *off-shore*. A presença na carteira atual da tecnologia eólica *off-shore* é reduzida. Como se trata de uma tecnologia que está em suas primeiras fases de desenvolvimento, atualmente os seus custos unitários de operação são elevados. Não obstante, é previsível que o desenvolvimento tecnológico faça possível a redução dos mesmos em meio prazo sempre que exista um ritmo de implantação que permita aproveitar as economias derivadas da curva de experiência. Por isso, abandonar a promoção das energias renováveis não tem que ser necessariamente a actuação mais acertada.

Apostar de forma alternativa por uma carteira de mínimo risco absoluto implicaria uma elevada diversificação tecnológica, onde participariam todas as tecnologias disponíveis por cada horizonte temporal, incluídas as tecnologias de obtenção e de armazenamento de carbono. Assim sendo, todas as tecnologias seriam necessárias. A minimização do risco económico da carteira conduziria também à redução do impacto de outros tipos de risco

relacionados com a gestão energética, entre os quais poderíamos verificar o de ruptura de fornecimento.

De todas as maneiras, constata-se que para conseguir em meio prazo uma carteira eficiente de tecnologias de produção de eletricidade em termos económicos, não poluente para a sociedade e para o meio ambiente, e com uma maior segurança no fornecimento em forma de mínimo risco, será possível tão só se a União Europeia consegue uma presença mínima de 33% de tecnologias renováveis em sua carteira de geração de eletricidade.

Deveria reduzir a Europa sua aposta pelas energias renováveis num futuro caracterizado pela eficiência em termos de custo e risco?

Segundo o que foi anteriormente exposto, a resposta parece clara. Não só não deve reduzir sua aposta pelas energias renováveis, assim como que deveria incrementá-la, e ainda mais se o objetivo pretendido for o menor risco possível, por meio de uma maior participação direta destas tecnologias.

A aposta europeia por aumentar a presença de renováveis em sua carteira de geração de eletricidade, energias de carácter autóctone e sem custo de combustível (exceto biomassa), permitiu aumentar seu nível de diversificação e, com isso, reduzir o risco de ruptura de fornecimento energético e a melhora do nível de segurança energética, devido à redução da exposição à flutuação dos preços do gás natural e do petróleo e derivados importados. Assim, também estimulou a mudança para tecnologias com baixas emissões, além de favorecer o desenvolvimento económico através da melhoria da competitividade da indústria energética europeia e da redução da transferência de rendas derivada da importação de recursos energéticos. Trata-se de tecnologias importantes na hora de potenciar a sustentabilidade de carácter ambiental e social.

As energias renováveis são elementos realmente importantes dentro das carteiras eficientes europeias para 2020 e 2030. A participação renovável em 2010 foi de 20% da eletricidade gerada. Se Europa quisesse atingir os objetivos de redução de emissões, a importância das energias renováveis nestes horizontes estaria entre o 33% e o 43%, em linha com o publicado nos últimos documentos da estratégia europeia (EC, 2014c). Por este motivo, o legislador deveria seguir apostando em aumentar a presença destas tecnologias na carteira europeia.

Do nosso ponto de vista, e em função das políticas europeias analisadas e dos resultados atingidos, o legislador deveria manter a política de fomento de energias renováveis que definiu o plano energético europeu durante os últimos vinte anos. Isso sem impedir propor a revisão dos sistemas de promoção já implantados naqueles casos em que as tecnologias já sejam competitivas em custo no mercado.

Contudo, em nossa opinião, devem-se evitar mudanças bruscas nos mecanismos de fomento destas tecnologias, tentando reduzir assim o impacto negativo que qualquer modificação pudesse produzir nos sistemas e nos agentes implicados. Desta forma, o legislador conseguiria evitar efeitos negativos que afetariam negativamente a estabilidade das leis, que conseqüentemente dificultaria a viabilidade de investimentos (existentes e potenciais).

Sendo assim, consideramos conveniente que o legislador continue a impulsionar a inovação tecnológica relacionada com o armazenamento potencial de energia e com a melhoria da capacidade do sistema em aproveitar a eletricidade gerada por estas fontes, bem como a melhoria da rede e das interligações entre os Estados membros, segundo recomendações de recentes diretivas e comunicações da Comissão Europeia (EC, 2009a, 2010a, 2010c, 2011b, 2012c, 2013, 2014a).

Por outro lado, a localização das plantas de tecnologias renováveis é importante para conseguir uma maior eficiência no espaço europeu. Por isso, em nossa opinião, a legislação deveria estar orientada de maneira que fosse possível uma atuação coordenada a nível europeu das políticas e dos incentivos para localizar as plantas naqueles espaços que são susceptíveis de um melhor aproveitamento energético. A carteira europeia deveria incluir aquelas localizações onde se poderia estabelecer certa correlação negativa em produção de energia renovável, como, por exemplo, em eólica (Roques et al., 2010).

Entre as energias renováveis, que tecnologias teriam participação preferente para atingir a eficiência e quais seriam menos aconselháveis em termos de eficiência?

A energia eólica *on-shore* é a tecnologia renovável com maior importância entre as carteiras apresentadas como soluções do modelo. É uma tecnologia preferente em custo e risco; é por isso que participa na carteira até ao limite máximo permitido por cada horizonte temporal. Em 2030 sua participação quintuplicaria comparativamente a participação no ano 2010, atingindo o 20%. Por este motivo, a União Europeia deveria continuar com as políticas de fomento desta tecnologia, da qual é líder em produção eléctrica a nível mundial. Trata-se de uma tecnologia madura e praticamente competitiva em custos com as energias não renováveis (IPCC, 2011; EC, 2014a). Em consequência, é possível que seja aconselhável uma mudança no sistema de fomento aplicado a esta tecnologia, e associá-la a critérios do mercado.

A tecnologia eólica *off-shore* é igualmente uma energia referente, já que sua participação se quadruplicaria entre 2010 e 2030. Apesar de tudo, ela apenas representaria um 2% do total da carteira. Trata-se de uma opção tecnológica com maiores custos que a energia eólica *on-shore*, e que ainda está em fase de desenvolvimento; por este motivo, seria ainda necessário seu apoio institucional através da continuação de políticas de promoção.

A participação da tecnologia de biomassa poderia não ser necessária em termos de eficiência no futuro. Seu carácter emissor (nem tanto de dióxido de carbono, mas, sobretudo, de óxidos de nitrogénio, dióxido de enxofre e partículas) e elevados custos convertem esta energia em uma tecnologia de não eleição. Em caso de incluir objetivos de redução de emissões, sua participação poder-se-ia ver reduzida à metade em 2030, tomando como referência a de 2010 (4%), ou inclusive não ser necessária, caso o objetivo seja conseguir o custo mínimo. Portanto, caso siga uma estratégia de redução de emissões, a Europa deveria optar por uma política que dê garantias de manutenção da participação desta tecnologia, em torno do 2% do total.

A energia solar fotovoltaica é uma tecnologia de eleição preferente em termos de risco, já que participa até ao limite máximo em 2020 e 2030 em cenários de redução de emissões ou de ausência dos mesmos. Apresenta uma participação potencial elevada, visto que sua importância na carteira em 2010 era de 0,7%, em 2020 alcançaria o valor de 3,79% e em 2030 o valor de 5,50%. No entanto, apresenta os custos mais elevados comparativamente ao conjunto de tecnologias disponíveis por não se encontrar no mesmo nível de maturidade que outras renováveis, facto que a obrigaria a desaparecer da carteira caso o objetivo fosse do mínimo custo. Parece-nos ser necessário que a Europa continue a fomentar o desenvolvimento desta tecnologia para conseguir a redução de seus custos e ser mais competitiva. A evolução tecnológica, orientada a conseguir maior potência em menor espaço de radiação, permitirá reduzir o impacto ambiental sobre a superfície terrestre.

É necessária a tecnologia nuclear num futuro caracterizado pela eficiência?

A energia nuclear é uma das tecnologias com maior presença na carteira, apesar de seu custo ser modificado no modelo com a inclusão tanto dos custos adicionais de produção (gestão de resíduos e desmantelamento de planta) bem como das externalidades relacionadas com o risco de acidente na planta tecnológica e a possível emissão de radioatividade no processo de geração de eletricidade. O cumprimento dos objetivos de redução de emissões em 2030 reforça a importância desta tecnologia, que atingiria o seu limite máximo de valor de se adoptar como objetivo de redução o mais elevado. Caso contrário, sua participação seria muito variável.

O acidente de Fukushima Daichii levou a reformular o nível de segurança energética das plantas nucleares, fator fundamental em termos de risco. O futuro energético europeu sem emissões obriga a que a tecnologia nuclear seja o complemento das energias renováveis e da de obtenção e armazenamento de carbono na carteira. Por isso, a Europa deveria continuar com uma política de melhoria da segurança energética em plantas com uma vida útil não amortizada e de uma gestão adequada em longo prazo dos resíduos nucleares e de desmantelamento de plantas de geração.

Que futuro se reserva aos combustíveis fósseis num meio de eficiência e até que ponto é necessário apoiar o desenvolvimento das tecnologias de obtenção e armazenamento de carbono para o cumprimento do objetivo de redução de emissões?

A participação potencial das tecnologias fósseis nas carteiras vê-se reduzida. Passaria de um valor de 53% a situar-se entre o 40% e o 50%. Trata-se de tecnologias com elevados fatores de emissão, com custos médios e que apresentam elevadas correlações entre os custos de combustível das diferentes tecnologias. Por isso, quanto maior for a participação deste tipo de energias na carteira, a geração de eletricidade ficaria sujeita a um maior risco e a uns custos não elevados.

Dentro das tecnologias que empregam combustíveis fósseis, a Europa deve apostar por desmantelar, quase em sua totalidade, as plantas tecnológicas que utilizam petróleo ou derivados e reduzir a contribuição que têm as plantas que utilizam carvão. A escassez de reservas destes dois combustíveis na Europa e seus elevados fatores de emissão devem encorajar a União Europeia a libertar-se do peso destas tecnologias na carteira. Trata-se de tecnologias que condicionam negativamente a segurança energética europeia devido à necessária importação de combustíveis do exterior. Adicionalmente, são tecnologias emissoras, sendo um elemento indicativo de um maior custo derivado do pagamento do certificado de emissão de carbono.

A tecnologia de gás natural mantém-se como tecnologia importante dentro da carteira com uma participação de aproximadamente 25%. É uma boa notícia para a Europa, visto que se trata de uma tecnologia com ampla e recente implantação. Apresenta uns fatores de emissão (em ausência de obtenção de carbono) e uns custos totais relativamente mais reduzidos que a tecnologia de carvão e petróleo, o que a converte em uma energia importante do ponto de vista da eficiência. No entanto, sua elevada participação na carteira condiciona a segurança energética europeia, devido ao facto de ser necessária a importação do combustível do exterior (via gasoduto e via marítima) e devido à elevada volatilidade à qual estão sujeitos os preços do gás natural. Por isso, na medida em que Europa atue “a uma só voz” (EC, 2006a), como um mercado que reúne mais de 500 milhões de consumidores (em torno de um 10% da população mundial), conseguirá incrementar seu poder de negociação com seus provedores energéticos e, com isso, reduzir em parte o risco de ruptura de fornecimento de gás natural.

As tecnologias de obtenção e armazenamento de carbono devem estar disponíveis em fase comercial em 2030 em caso de procurar o menor risco para a carteira nos dois casos, de redução de emissões contaminantes ou de não redução. O facto de que a participação destas tecnologias permita reduzir o risco das carteiras de mínimo risco absoluto entre um 3-4% (com um impacto sobre o custo não superior ao 2,2%) evidencia o efeito positivo de contar com

estas tecnologias. O limite de participação para estas tecnologias de 18% sobre o total de eletricidade gerada através de combustíveis fósseis deveria ser respeitado. Trata-se de um limite efetivo, é por isso que estas tecnologias podem ser consideradas de participação preferente. Poderiam ver incrementada sua participação se este limite, baseado no cenário Central 2030 do IPTS, fosse ampliado.

Por este motivo, em nossa opinião, a Europa deveria implementar as políticas adequadas para favorecer o desenvolvimento destas tecnologias, até agora numa fase experimental e com escassos projetos europeus em ativo. Neste sentido, conseguir um preço de emissão o suficientemente alto e equiparado com o custo de redução para as novas plantas de combustíveis fósseis poderia ser o caminho. Desenvolver esta tecnologia é fundamental, e complementar ao aumento da participação renovável, para evitar o incremento do custo de atingir o objetivo dos 2°C num 70% (ZEP, 2012).

Qual seria o impacto sobre a carteira em termos de custo-risco de uma estratégia ampla de redução de emissões?

O estabelecimento de objetivos de redução de emissões favorece a articulação das diferentes peças do puzzle energético da União Europeia. Considerar a redução não só dos gases que provocam o aquecimento global (como o dióxido de carbono) como daqueles que provocam danos sobre a vida das pessoas e o meio ambiente (como o dióxido de enxofre, partículas em suspensão e óxidos de nitrogênio) permite enriquece a análise de eficiência das carteiras e buscar carteiras mais respeitadas com o meio ambiente e com a sociedade. Desta maneira, o planeamento energético, proposto através do desenho eficiente da carteira de geração de eletricidade, englobaria diferentes elementos fundamentais tais como a segurança energética, o desenvolvimento económico, a inovação tecnológica e a proteção do meio ambiente e da população.

Como já foi referenciado anteriormente, em 2020 a União Europeia não poderia cumprir com os objetivos de uma estratégia ampla de redução de emissões. Para consegui-lo poderia optar por incrementar entre um 5 e um 10% a participação de uma das tecnologias renováveis não emissoras (dependendo do objetivo de redução) ou por aumentar ligeiramente (sobre um 1 ou um 2%) a participação das tecnologias não emissoras. O seu impacto sobre a carteira de geração de eletricidade de mínimo risco seria de um incremento de 8 ou 13% do risco da carteira, e de uma redução do custo de um 4 e um 7%.

Em 2030 adoptar os objetivos de redução mínima de emissões suporia assumir um aumento de 2% do custo de carteira de mínimo custo absoluto ou uma redução de 5% se fazemos referência à carteira de mínimo risco absoluto. Alternativamente o risco da carteira seria

incrementado um 6% nas carteiras de mínimo risco, ou reduzido num 10% se nos referirmos ao mínimo custo absoluto.

Por isso, produzir eletricidade de um modo eficiente e respeitando os objetivos de redução de emissões propostos no modelo teria um impacto leve sobre os custos e riscos assumidos. De facto, caso a Europa determine como estratégia o desenho da carteira de mínimo risco dentro de uma política de redução de emissões de GPEPMASH, tratar-se-á de uma aposta acertada do ponto de vista ambiental, já que estas são as carteiras que apresentam fatores reduzidos de emissões poluentes.

Futuras linhas de investigação

No modelo assume-se que os custos de produção não sofrem variação com o decorrer do tempo (LCOE complementados com outras categorias de custo como os de externalidade). Este facto afeta negativamente as energias renováveis que estão em fase de desenvolvimento. Uma futura linha de trabalho consistiria em replicar o modelo tendo em conta uma modificação dos custos de tecnologia em função das curvas de aprendizagem ou curvas de experiência e economias de escala das diferentes tecnologias.

Os dados relativos ao risco das tecnologias e às correlações dos custos de O&M são extraídos do trabalho de Awerbuch e Yang (2007), tomado como referência básica para muitos outros trabalhos publicados. A investigação futura poderia centrar-se na obtenção/geração de dados próprios para estes elementos. A partir destes dados resultantes da investigação poder-se-ia replicar o modelo e analisar a possível melhoria que produziria esta modificação.

Outra possível linha de futura investigação centrar-se-ia na elaboração de um possível índice de diversificação da carteira que enriqueça a proposta e ajudaria na tomada de decisões. A partir dos índices de diversificação propostos na literatura, como o Herfindahl-Hirschman ou o de Shanon-Wiener, tratar-se-ia de definir um índice próprio que permitisse incorporar vários elementos que influenciariam na segurança energética de um território e seriam próprios da carteira de produção de electricidade: nomeadamente o nível de recursos próprios em comparação aos importados, o nível de dependência tecnológica dos fatores de produção das diferentes tecnologias, o nível de diversidade real entre tipos de tecnologias, e o nível de investimento complementar para poder manter constante o equilíbrio do sistema derivado da falta de predição dos fluxos naturais para as energias renováveis.

Ainda que apresentadas no terceiro capítulo, o estudo não incorporou finalmente nenhuma medida de *performance* de carteiras nem de melhoria da robustez do modelo de Markowitz mediante optimização robusta ou aproximação bayesiana. Apostou-se por aplicar o prisma de praticidade do modelo de Markowitz apontado por Elton e Gruber (1997). Este baseava-se na questionável melhoria que produziria considerar outros momentos estatísticos adicionais, bem

como na manutenção da facilidade de aplicação da teoria e, com ela, o acesso a conceitos fundamentais do modelo tais como a importância da correlação entre os ativos. A futura investigação poder-se-ia incorporar na aplicação de alguma medida de *performance* dentro do próprio modelo como uma restrição ou como variável na função objetivo, assim como na obtenção dos dados requeridos para o estabelecimento de conjuntos de incerteza para a estimação dos diferentes parâmetros do modelo em otimização robusta bem como os necessários na aproximação bayesiana.

Outro aspecto em que se deveria aprofundar seria a dimensão ambiental do modelo proposto. Desta forma, a obtenção de dados próprios relativos ao risco e a possíveis correlações entre os custos de emissão dos diferentes gases poluentes contemplados permitiria uma melhor caracterização das tecnologias em termos de emissão, e faria possível sua inclusão no modelo. Outra das linhas de futura investigação neste campo estaria relacionada com a incorporação de dois atributos próprios das tecnologias renováveis ao modelo de carteiras, nomeadamente a contribuição no capítulo ambiental e no aumento na independência energética do território. Tratar-se-ia de superar a difícil modelização em cash-flows dos dois elementos para poder incorporá-los à proposta de carteiras.