

IMPACTOS ECONÓMICO-FINANCIEROS DE LOS PRECIOS DEL CO₂

Luis M. ABADIE

Bilbao Bizkaia Kutxa

José M. CHAMORRO

Universidad del País Vasco

Resumen

Con el Protocolo de Kioto, el uso de la atmósfera como sumidero de CO₂ se ha convertido en otro recurso escaso más por el que hay que pagar. Este trabajo pretende ayudar en la evaluación de inversiones afectadas por el mercado europeo de carbono. Sus características de rendimiento esperado y de riesgo están afectadas por el precio esperado de los derechos de emisión y su volatilidad. Ahora bien, los mercados de derechos y de contratos derivados sobre ellos no sólo permiten valorar activos financieros. También sirven para valorar activos reales, tales como las inversiones destinadas a reducir las emisiones.

Palabras clave: Protocolo de Kioto, régimen comunitario de comercio de derechos de emisión, inversión bajo incertidumbre, opciones reales.

Abstract

Under the Kyoto Protocol, the use of the atmosphere as a sink for CO₂ has become another limited resource that must be paid for. This paper aims to be useful for assessing investments that fall within the reach of the EU Emissions-Trading Scheme. The expected return and risk on these investments are affected by the expected price of the emission allowances and its volatility. However, the market for the allowances and that for derivative contracts on these allowances allow us to value not only financial assets. They also help assess real assets, such as investments aimed at curbing emissions.

Key words: Kyoto Protocol, EU Emissions-Trading Scheme, investment under uncertainty, real options.

JEL classification: C6, E2, D8, G3.

I. INTRODUCCIÓN

DESDE hace unos años, determinadas empresas han visto limitadas sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por debajo de su nivel habitual. El uso de la atmósfera como sumidero se ha convertido así en un recurso escaso, con lo cual se agrega un coste adicional a la producción. Dicho coste depende de las emisiones realizadas, las cuales son, a su vez, función de la tecnología empleada. El impacto financiero del marco regulatorio climático se ha intentado mitigar con la introducción del mercado europeo de carbono, conocido como régimen comunitario de comercio de derechos de emisión (o por sus siglas en inglés, ETS, de *Emissions-Trading Scheme*).

Con independencia de si inicialmente los derechos se han subastado o se han regalado, parcial o totalmente, la mera existencia de este mercado constituye un hecho relevante para las decisiones empresariales. Por ejemplo, la reducción de emisiones por parte de una empresa sujeta a esta limitación puede llevar a la venta de los derechos correspondientes en el mercado. Dicha reducción hipotética de las emisiones puede alcanzarse por diversos procedimientos, entre ellos, mejoras en la eficiencia (1), me-

nor producción o cierre de las plantas más contaminantes, cambios en los combustibles, o la puesta en marcha de instalaciones que permitan evitar las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

En cualquier caso, ha aparecido un nuevo factor relevante en la evaluación de numerosas decisiones de inversión o desinversión, a saber, el precio esperado de los derechos de emisión y su nivel de riesgo (aproximado éste por la volatilidad del precio de los derechos). El número total de permisos emitidos va a sufrir recortes sucesivos. En este sentido, es posible, aunque poco probable, que el precio de los derechos de emisión baje en el futuro posterior a Kioto. Por tanto, la valoración de activos en un contexto incierto debe hacerse aplicando la metodología idónea para ello.

Determinados sectores económicos y países que actualmente no están sujetos a un sistema de limitación de emisiones pueden estar afrontando un elevado riesgo regulatorio y deberían considerarlo como tal en sus decisiones. A este respecto, es significativa, por ejemplo, la decisión tomada en el año 2008 por Citigroup, J.P. Morgan Chase, y Morgan Stanley. Estos bancos, en vista de la seria posibilidad de que se implante un sistema de limita-

ción de emisiones en EE.UU. en los próximos años, han desarrollado un nuevo sistema de estándares ambientales más estrictos para financiar centrales eléctricas de carbón en ese país (pues consideran que existe un mayor riesgo en este tipo de inversiones por sus mayores emisiones). Bajo sus *carbon principles*, estos bancos exigen a quienes inviertan en centrales de carbón que hayan analizado previamente otras opciones, como mejoras en eficiencia y energías renovables, y que dichas opciones se hayan revelado insuficientes. En caso de financiar una planta de carbón, exigen que se construya de tal forma que esté «lista para secuestrar» el carbono resultante (2), y que pueda cobrar un precio de la electricidad que permita pagar los derechos de emisión que pudiera necesitar en el futuro si se establece un sistema de limitación de emisiones.

Este trabajo pretende ayudar en la evaluación de inversiones en activos sometidos al ETS, considerando los beneficios esperados y los riesgos asumidos, tanto al tomar una decisión de cambiar algo como en caso de no alterar nada. Lo que resta del artículo está organizado de la siguiente forma. En el apartado II, analizamos el mercado de derechos de emisión, su evolución reciente, las cotizaciones al contado y a futuros, su volatilidad, su posible desarrollo y el impacto de la crisis económica; en el III, explicamos cómo la valoración de opciones puede, en principio, aplicarse en la práctica para valorar diversas oportunidades de inversión en activos reales u «opciones reales», y, concretamente, abordamos la opción de retrasar la inversión en un proyecto, expandir su escala de operación y contraer dicha escala; en el IV analizamos las ventajas del comercio de derechos de emisión bajo incertidumbre; en el V, desarrollamos algunos modelos financieros de valoración de opciones y futuros sobre derechos de emisión, y mostramos cómo sirven para valorar inversiones reales relacionadas con emisiones de CO₂; el apartado VI recoge las conclusiones.

II. EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN

1. Oferta y demanda de derechos de emisión

El 1 de enero del 2005 comenzó a funcionar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión (EUETS), diseñado para facilitar el cumplimiento de la reducción de emisiones de una forma eficiente. Este instrumento es, según la Comisión Europea, uno de los más importantes de la política climática (3). Los precios se forman por la interacción

CUADRO N.º 1

EMISIONES DE CO₂ AUTORIZADAS Y PROPUESTAS (UE-27)

Periodo	Mill. tCO ₂	Tasa variación (porcentaje)
2005-2007	2298,50	
2008-2012	2082,68	-9,4
Post-Kioto (propuesta)		
2013	1974	-5,2
2014	1937	-1,9
2015	1901	-1,9
2016	1865	-1,9
2017	1829	-1,9
2018	1792	-2,0
2019	1756	-2,0
2020	1720	-2,1

de la oferta y la demanda. Se espera que la primera siga una trayectoria decreciente, mientras que la segunda crecería con el tiempo debido a mayores necesidades de derechos de emisión.

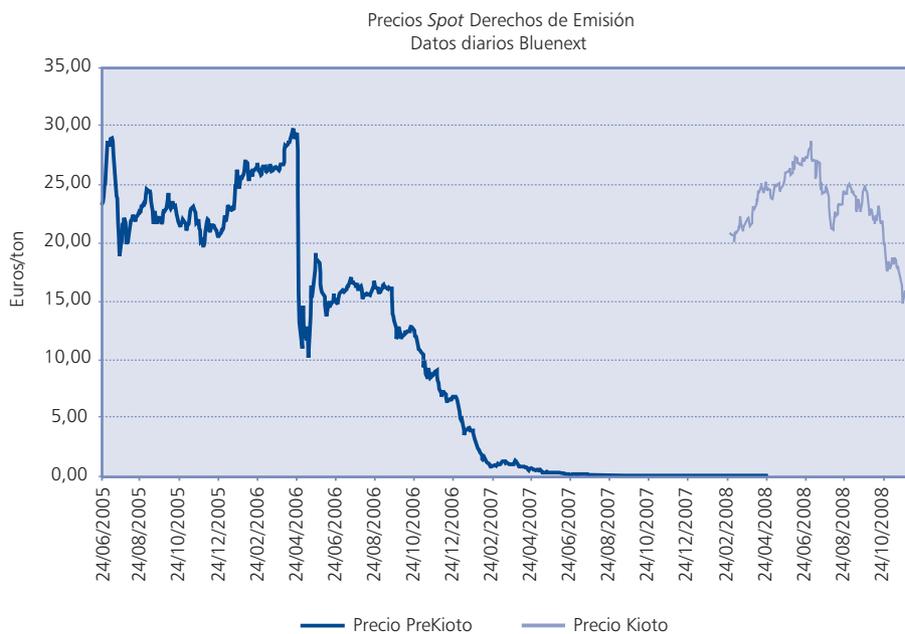
Adicionalmente, en los momentos en que se reduce la cantidad de derechos, se produciría un salto en los precios al contado. Esto es lo que ha sucedido realmente al pasar del periodo de «calentamiento» (2005-07) al periodo de cumplimiento del Protocolo de Kioto (2008-12), cuando se ha pasado de unos derechos por 2.300 Mill. t CO₂ a los 2.083 Mill. t CO₂; véase el cuadro n.º 1. Esta reducción del 9,4 por 100 ha provocado un salto cuantitativo en los precios. Como puede observarse en el gráfico 1, la escasez resultante ha llevado los precios *spot* del comienzo del periodo 2008-12 a niveles entre 20 y 25 euros/t CO₂, frente al precio prácticamente nulo del final del periodo 2005-07.

La previsible reducción adicional para el año 2013 debería provocar un nuevo salto de los precios *spot* en su momento. En el momento actual (finales de 2008), la crisis económica y la consiguiente menor demanda de derechos están reduciendo los precios *spot* a niveles ligeramente por debajo de 15 euros/t CO₂. Ello revela una importante sensibilidad de los precios ante una oferta muy inelástica de derechos de emisión.

2. Volatilidad del precio de los derechos de emisión

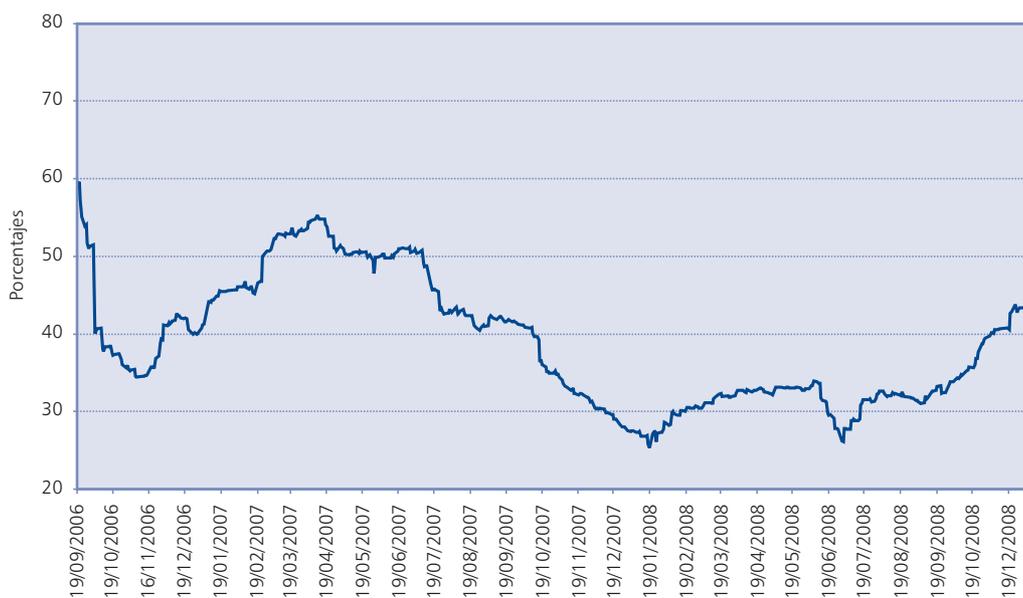
La volatilidad histórica en el mercado de derechos de emisión ha sido elevada, tal como se observa en el gráfico 2. Se aprecia también un aumento en la volatilidad de los precios al contado durante la úl-

GRÁFICO 1
EVOLUCIÓN DEL PRECIO AL CONTADO (SPOT) DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN DURANTE EL PERIODO DE «PRECALENTAMIENTO» (2005-07) Y DE CUMPLIMIENTO (2008-12)



Fuente: BlueNext.

GRÁFICO 2
VOLATILIDAD (ANUALIZADA) DEL PRECIO SPOT CON LAS 100 ÚLTIMAS OBSERVACIONES



tima parte del año 2008. En esta época, las señales que anunciaban la crisis económica eran cada vez más evidentes en Europa.

La volatilidad implícita de las opciones ofrece unas conclusiones similares (4). El gráfico 3 muestra su valor para opciones de compra (*call*) sobre los permisos de emisión europeos (o EUA, de *European Union Allowance*) con vencimiento en diciembre de 2008 y 2009, respectivamente. Las primeras gozan de un mercado más líquido y ofrecen cotizaciones todos los días. Las segundas, en cambio, no permiten un seguimiento tan preciso. En ambos casos, sin embargo, la volatilidad esperada en el futuro muestra un perfil creciente.

Como veremos más adelante, la presencia de un alto grado de incertidumbre en el precio del CO₂ tiene consecuencias muy importantes para las inversiones en sectores sometidos al ETS. Una gran volatilidad ocasiona que la hipotética inversión pueda alcanzar valores extremos, tanto por lo alto como por lo bajo. Ahora bien, en la medida en que la empresa no esté obligada a acometer dicha inversión, sólo invertirá en

el caso de que le resulte favorable. En consecuencia, la volatilidad elevada acrecienta el valor de la oportunidad de inversión. Precisamente por ello, el ejercicio de dicha oportunidad deberá estar «debidamente» justificado, por el «sacrificio» que el mismo conlleva. Así, el umbral a superar por el VAN esperado de un proyecto especialmente arriesgado debería ser más alto que el necesario para justificar la inversión cuando el nivel de incertidumbre es más bajo.

3. Precios en el mercado de futuros para el tercer periodo

La propuesta de la Comisión Europea para el horizonte post-Kioto contempla un tercer periodo, 2013-2020, que sería por tanto de ocho años. El gráfico 4 recoge las cotizaciones de los contratos actualmente negociados desde el 8-IV-2008 al 12-XII-2008. Es en la fecha inicial cuando comienza a haber cotizaciones de contratos que vencerán en el tercer periodo (concretamente, los futuros con vencimiento diciembre-2013 y diciembre-2014). Las cotizaciones alcanzan un máximo de 37'78 euros/t CO₂ para el

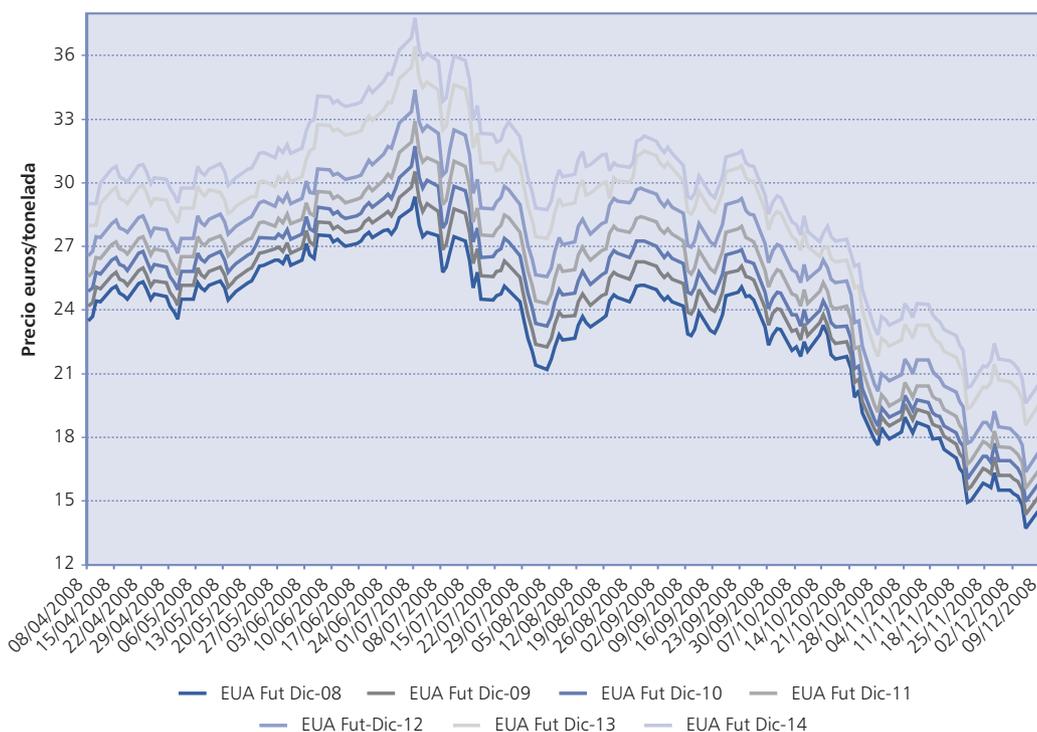
GRÁFICO 3

VOLATILIDAD IMPLÍCITA DE LAS OPCIONES DE COMPRA (CALL) EUROPEAS SOBRE DERECHOS DE EMISIÓN (VENCIMIENTO DIC-2008, DIC-2009)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ECX.

GRÁFICO 4
COTIZACIÓN DE LOS CONTRATOS DE FUTUROS SOBRE DERECHOS DE EMISIÓN CON VENCIMIENTO
DESDE DIC-2008 A DIC-2014



futuro con vencimiento dic-14 el día 1-VII-08. Durante el segundo semestre, las cotizaciones han seguido una tendencia general a la baja, llegando a cotizar el futuro dic-14 por debajo de 21 euros/t CO₂.

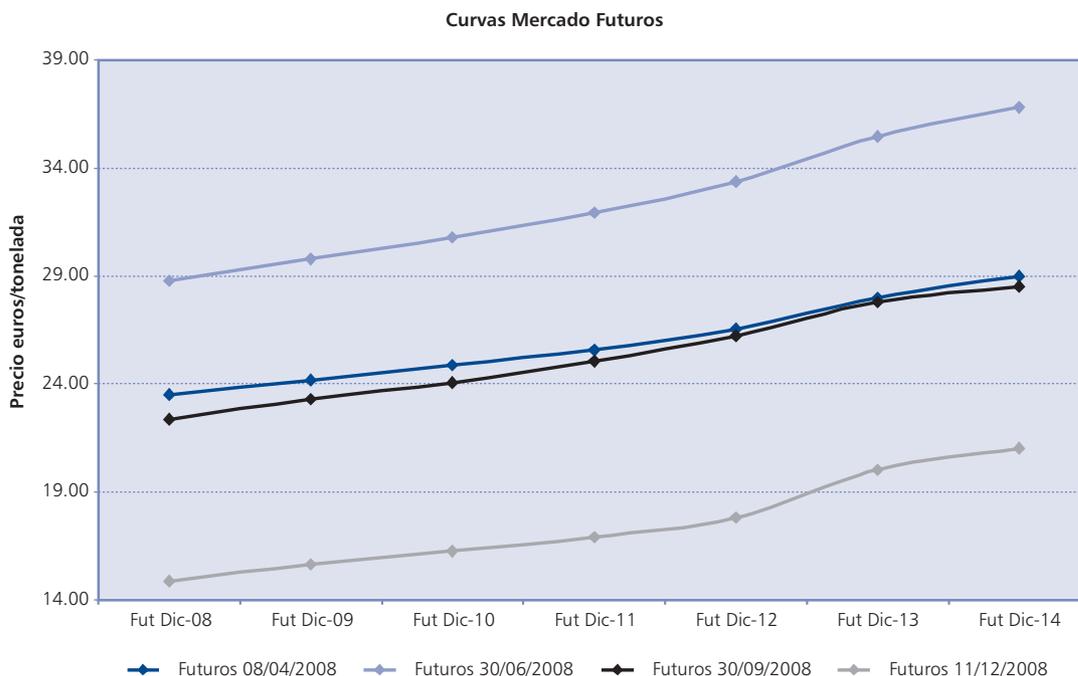
Estos precios del mercado de futuros representan los importes que se podrían obtener de la venta de derechos de emisión liberados, por ejemplo, mediante una inversión que redujese las emisiones. Si los precios son bajos, habría menores incentivos para reducir emisiones. Si, además, la volatilidad es alta (como hemos visto), entonces la probabilidad de que se posponga este tipo de inversiones es muy elevada, salvo que existan otros incentivos financieros más allá de los resultados por la venta de los derechos de emisión.

Aunque las cotizaciones de los futuros no son exactamente el valor del precio *spot* esperado al vencimiento, todo indica que el mercado descuenta actualmente una subida adicional de precios algo más acelerada en el tercer periodo. El gráfico 5 muestra la curva del mercado de futuros en cuatro fechas dis-

tintas a lo largo de 2008, correspondientes a los meses de abril, junio, septiembre y diciembre. En todas ellas, el perfil de la curva es creciente. Todas muestran también un incremento de la pendiente entre los vencimientos dic-12 y dic-13, el cual estaría provocado por el descenso de derechos previsto en este periodo (-5,2 por 100, como indica el cuadro número 1). Posteriormente, la pendiente se reduce porque, para el año 2014, la Comisión prevé un descenso en el número de derechos (-1,9 por 100).

Es llamativo el desplazamiento de las curvas a lo largo del tiempo. Así, a la curva observada en abril le sucede la de junio, que se encuentra por encima de aquella. A partir de ahí, sin embargo, la evolución va en sentido opuesto. Concretamente, la curva de septiembre cae por debajo incluso de la observada en abril. Y la de diciembre sufre un nuevo desplome, situándose muy por debajo de la de septiembre. Si nos centramos en el contrato con vencimiento dic-14, a mediados de 2008 cotizaba a 36'81 euros/t CO₂, mientras que a finales de año lo hacía a 21'02 euros/t CO₂.

GRÁFICO 5
CURVA DEL MERCADO DE FUTUROS EN CUATRO FECHAS DIFERENTES DEL AÑO 2008



4. Precio de los derechos y precio de la electricidad: centrales de gas

Existe un objetivo general de liberalización del mercado interior de la energía, el cual debería llevar a unos menores precios. Pero todo parece indicar que el precio de los derechos de emisión va a repercutirse en su totalidad sobre el precio de la electricidad. A este respecto, quedarían pocas dudas si, como propone la Comisión (5), la mayoría de los derechos se adjudicase mediante subasta.

Si las centrales eléctricas que fijan habitualmente el precio son los ciclos combinados de gas natural, y si mantienen sus márgenes actuales, transmitirían los costes de las emisiones a los precios de la

electricidad. Estos costes, a su vez, serían función del precio de los derechos y de la eficiencia de los ciclos combinados.

De acuerdo con IPCC (2006), una central de gas tiene un factor de emisión de 56,1 kgCO₂/GJ (6). Puesto que, bajo unas condiciones de eficiencia del 100 por 100 se consumen 3,6 GJ/MWh, las emisiones del ciclo combinado de gas ascenderían a (0,20196/E_G) tCO₂/MWh, donde E_G es la eficiencia térmica neta del ciclo combinado. Estas emisiones, multiplicadas por el precio de los derechos de emisión, darían el impacto previsto en los precios de la electricidad. Por ejemplo, para una eficiencia E_G = 55 por 100, el impacto sería el que aparece en el cuadro n.º 2.

CUADRO N.º 2

EFFECTO DEL PRECIO DEL CARBONO EN LA ELECTRICIDAD

	15	20	25	30	35	40	45	50
Derecho (euros/tCO ₂).....	15	20	25	30	35	40	45	50
Impacto (euros/MWh).....	5,51	7,34	9,18	11,02	12,85	14,69	16,52	18,36

Como puede observarse en el gráfico 6, dado el nivel de eficiencia de la central, unos precios del carbono crecientes tienen un impacto creciente sobre la electricidad. Ahora bien, el impacto es menor cuando la eficiencia térmica de la planta es mayor.

La propuesta de la Comisión Europea reconoce que los precios de los derechos se transmitirían a los precios de la electricidad cuando afirma: «Cabe esperar un aumento equivalente del precio de la electricidad, pero teniendo en cuenta el precio actual del carbono, el aumento debería limitarse a un 10 por 100-15 por 100 de aquí a 2020, respecto a una situación sin cambio». Tomemos, por ejemplo, un precio de electricidad de 58,11 euros/MWh (media aritmética del mercado OMEL en diciembre de 2007). El 15 por 100 de esta cantidad son 8,72 euros/MWh. Este impacto en los precios de la electricidad se encuentra dentro de la gama calculada en el cuadro n.º 2 con las cotizaciones actuales (por debajo de los 20 euros/tCO₂). No obstante, el impacto podría ser muy superior al porcentaje citado por la Comisión si el precio de los derechos vuelve a cotizar al alza. Según el cuadro n.º 2, si las centrales marginales son en la mayoría de los casos los ciclos combinados, y si la tota-

lidad de los costes del carbono se traspasan a la electricidad, dicho porcentaje se superaría ya con un precio de los derechos de 25 euros/tCO₂.

5. Precio de los derechos y margen de rentabilidad: centrales de carbón

Dados los precios de la electricidad (OMEL), del carbón ARA (EEX), y los precios *spot* de los derechos de emisión (BlueNext), podemos calcular el margen de ganancias de una central de carbón, neto de los costes de emisión (denominado *Clean Dark Spread*), en función de la eficiencia de la central.

El gráfico 7 muestra la evolución reciente del margen neto; se suponen unas emisiones de 0,34056 tCO₂/MWh en condiciones de eficiencia del 100 por 100 (IPCC, 2006). El precio de los derechos de emisión tiene un fuerte impacto sobre dicho margen. Así, con la entrada en el periodo de cumplimiento de Kioto (2008-12), y con los elevados precios iniciales del mercado *spot* de derechos de emisión, los márgenes estimados habrían caído sensiblemente hasta finales de agosto de 2008. Posteriormente, la

GRÁFICO 6

IMPACTO DEL PRECIO DEL CARBONO SOBRE LA ELECTRICIDAD GENERADA POR CENTRALES DE GAS

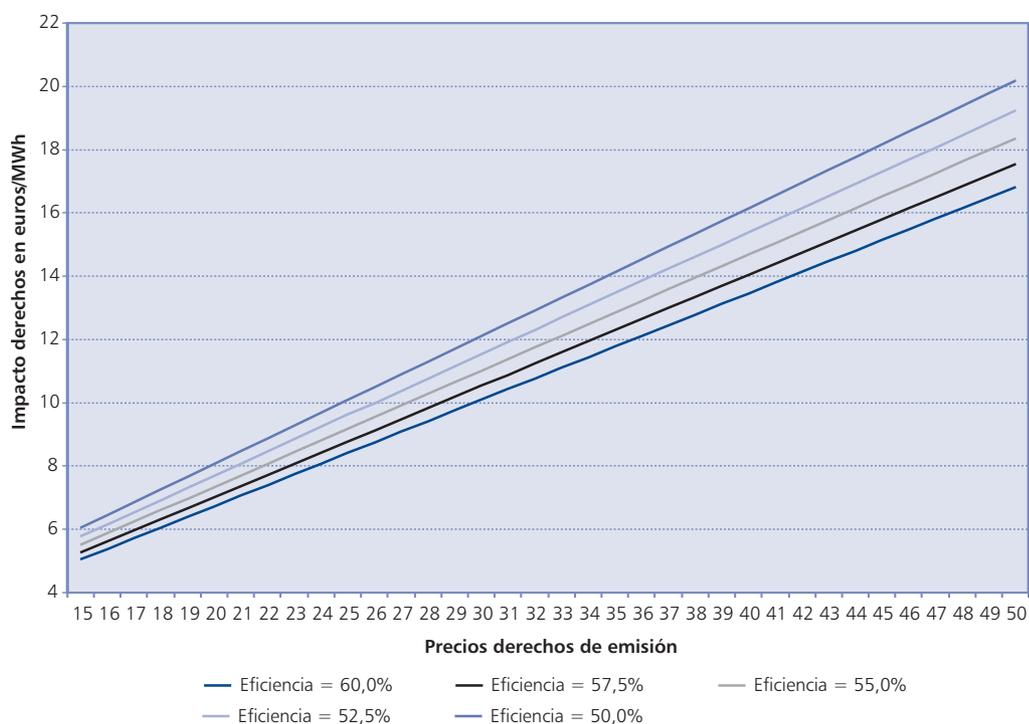
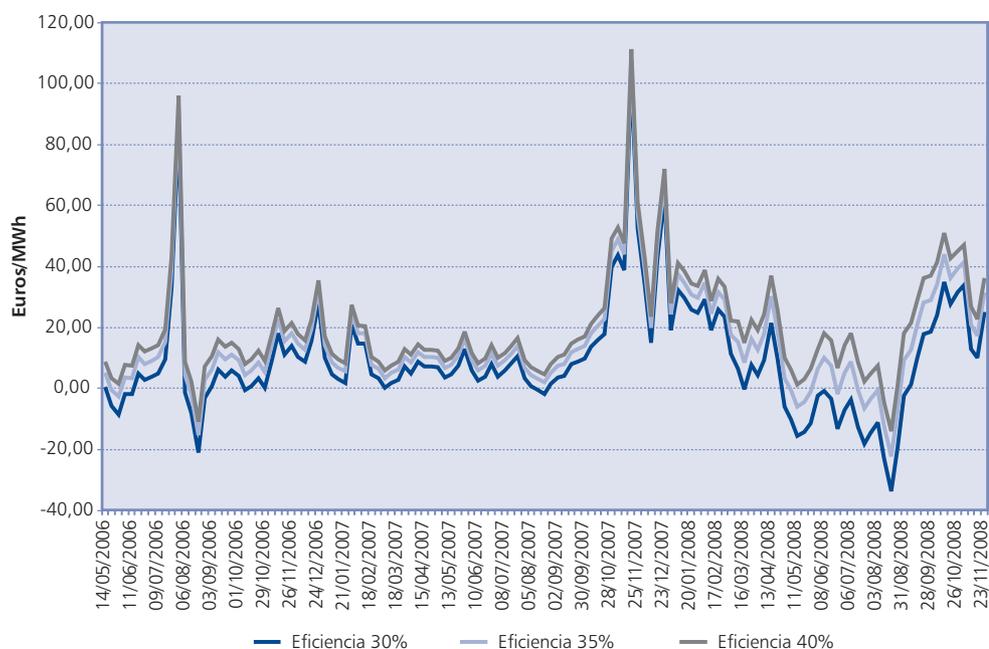


GRÁFICO 7
MARGEN (CLEAN DARK SPREAD) DE LAS CENTRALES DE CARBÓN (MAYO-2006 A NOVIEMBRE-2008)



bajada del precio de los derechos ante la percepción de la crisis económica, unida a un descenso en el precio de los combustibles, habrían vuelto a situar estas centrales en una situación favorable, al menos momentáneamente. Resulta evidente el elevado riesgo financiero que afrontan estas centrales.

III. VALORACIÓN DE INVERSIONES EN ACTIVOS ENERGÉTICOS: UN EJEMPLO SENCILLO EN DOS PERIODOS

Consideremos ahora una empresa eléctrica que está ponderando un proyecto de inversión determinado (7). En particular, está decidiendo si invertir o no en una central que transforma una fuente de energía primaria (digamos, gas natural) en electricidad final. Suponemos que la inversión es completamente irreversible, es decir, la planta sólo sirve para generar electricidad: si el mercado de ésta desaparece, la empresa no puede «desinvertir» y recuperar su desembolso. Al objeto de simplificar al máximo, supondremos además que la planta goza de una vida útil infinita. La planta tiene también unas características particulares en cuanto a potencia instalada, capacidad utilizada, eficiencia térmica, intensidad de emisiones, etcétera.

Además, está sometida al mercado europeo de derechos de emisión de CO₂.

Por concretar un poco el ejemplo, pensemos en una central de ciclo combinado alimentada con gas natural, cuya potencia es de 500 MW, y que opera alrededor de un 70 por 100 del tiempo. Su producción anual es entonces $500 \times 365 \times 24 \times 0,70 = 3.066.000$ MWh. Podemos pensar que la propia planta y sus instalaciones complementarias consumirán 66.000 MWh anualmente, de modo que se podrán vender los 3 MillMWh anuales restantes. La inversión va a requerir un desembolso de $I_0 = 250$ millones de euros (procedentes íntegramente de capital, no de deuda).

Supongamos que la construcción de la central se inicia en el momento $t = 0$ y se culmina en $t = 1$. Es justo entonces cuando descubrimos las circunstancias vigentes en los distintos mercados (de gas, electricidad, carbono, ...). Así, con una probabilidad q , el margen de ganancia alcanzará los 10 euros/MWh, y con probabilidad $(1 - q)$ se situará en los 6 euros/MWh (8). El margen permanecerá luego en dicho nivel para siempre. En suma, hay una única fuente de riesgo, que afecta al margen de beneficio, y la incertidumbre se despeja totalmente al cabo de un periodo.

La planta no proporciona ganancia alguna hasta estar totalmente terminada. Ahora bien, al cabo de un periodo ($t = 1$) proporcionará un valor esperado de todos los flujos de caja subsiguientes de 330 Mill de euros si el margen sube ($V^+ = 330$) o bien 198 Mill de euros si el margen baja ($V^- = 198$). Hay una probabilidad igual ($q = 0,5$) de que el margen de la electricidad sea alto o bajo. ¿Cuál es el valor del proyecto?

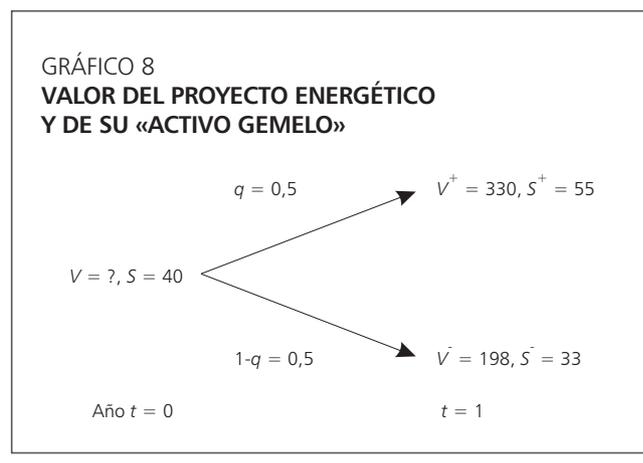
Determinar el valor actual neto (VAN) de este proyecto requiere tener una estimación del coste de oportunidad del capital necesario para financiar dicho proyecto. Siguiendo la práctica habitual, denotemos por S el precio de un «activo gemelo» que se negocia en los mercados financieros y tiene las mismas características de riesgo que (es decir, está perfectamente correlacionado con) el proyecto real considerado. Los pagos del activo gemelo se suponen proporcionales a (un sexto de) los del proyecto, y actualmente cotiza en el mercado a $S = 40$. En línea con esta valoración de mercado, tanto el proyecto como su activo gemelo tienen una tasa esperada de rendimiento (o tasa de descuento) de $k = 10$ por 100:

$$k = \frac{E_0(S_1)}{S_0} - 1 = \frac{q \times E^+ + (1-q) \times E^-}{S_0} - 1 =$$

$$= \frac{0,5 \times 55 + 0,5 \times 33}{40} - 1 = 0,1 = 10\%$$

donde E_0 denota la expectativa (en $t = 0$) sobre el precio S_1 que tomará el activo gemelo en $t = 1$, el cual puede ser alto o bajo (9). Suponemos que el tipo de interés sin riesgo es $r = 4,5$ por 100. Todo ello se resume en el gráfico 8.

De acuerdo con el análisis tradicional del VAN, los flujos de caja esperados del proyecto se descon-



tarían utilizando la tasa esperada de rendimiento de su activo gemelo como tasa de descuento apropiada (10). El valor bruto del proyecto, V , vendría dado entonces por:

$$V = \frac{E_0(V_1)}{1+k} = \frac{q \times V^+ + (1-q) \times V^-}{1+k} =$$

$$= \frac{0,5 \times 330 + 0,5 \times 198}{1+0,10} = 240 \text{ Mill euros.}$$

Restando el desembolso necesario que la inversión conlleva obtenemos el VAN del proyecto:

$$VAN = V - I_0 = 240 - 250 = -10 \text{ Mill euros.}$$

En ausencia de toda flexibilidad, rechazaríamos correctamente este proyecto. Sin embargo, si hay alguna flexibilidad de gestión, el proyecto puede hacerse realmente deseable, a pesar de su VAN (pasivo) negativo.

Más aún, el enfoque basado en la teoría de valoración de opciones permite a los gestores cuantificar correctamente el valor adicional de la flexibilidad operativa del proyecto. En nuestro ejemplo, el valor bruto de la central terminada (V) no debe confundirse con el valor de la oportunidad de iniciar la construcción de una central nueva. El valor para los accionistas de tal oportunidad (E) variará de manera totalmente acompañada con los cambios en V y S : con probabilidad q , tomará un valor alto, E^+ , y con probabilidad $(1 - q)$ tomará un valor bajo, E^- . La pregunta es, entonces, ¿cuánto es E ?

Al objeto de responder, vamos a construir una cartera particular cuyos pagos coincidan con los de E en todos los escenarios posibles. Si ambos activos dan los mismos pagos, entonces deben valer lo mismo. Así, el valor de E vendrá determinado por el valor de su cartera de réplica (11). Concretamente, los gestores podrían (en $t = 0$) comprar n unidades («acciones») del «activo gemelo» S , financiadas parcialmente pidiendo prestada una cantidad de dinero B al tipo de interés sin riesgo, r . Ahora bien, n y B deben elegirse de tal modo que, en $t = 1$:

$$E^+ = nS^+ - (1 + r)B,$$

$$E^- = nS^- - (1 + r)B.$$

Una vez hayamos identificado los valores adecuados de n y B , conoceremos el valor de E en $t = 0$, pues será igual al valor de su cartera equivalente: $E = nS - B$. En este sentido, el sistema anterior cons-

ta de dos ecuaciones con dos incógnitas, n y B . Resolviendo dicho sistema, obtenemos sendas expresiones para n y B . Finalmente, sustituyendo dichas expresiones en la expresión de E , encontramos que el valor corriente (en $t = 0$) de la oportunidad o del capital viene dado por:

$$E = \frac{pE^+ + (1-p)E^-}{1+r}, \text{ donde } p \equiv \frac{(1+r)S - S^-}{S^+ - S^-}.$$

Con los datos de nuestro ejemplo:

$$p \equiv \frac{(1+r)S - S^-}{S^+ - S^-} = \frac{(1+0,045) \times 40 - 33}{55 - 33} = 0,4 \text{ (distinto de } q = 0,5).$$

Adoptar esta «probabilidad neutral al riesgo», p , nos permite descontar los valores futuros esperados al tipo de interés sin riesgo, de lo cual obtenemos:

$$V = \frac{pV^+ + (1-p)V^-}{1+r} = \frac{0,4 \times 330 + 0,6 \times 198}{1,045} = 240.$$

Esta cantidad es idéntica al valor bruto del proyecto calculado antes utilizando el VAN tradicional con la probabilidad efectiva, q , y la tasa de descuento, k :

$$V = \frac{qV^+ + (1-q)V^-}{1+k} = \frac{0,5 \times 330 + 0,5 \times 198}{1,10} = 240.$$

Como ilustra este ejemplo, en ausencia de flexibilidad operativa, el enfoque basado en opciones proporciona los mismos resultados que el VAN tradicional. Sin embargo, cuando hay flexibilidad operativa (por ejemplo, cuando se tiene opción a demorar, expandir o contrarar el proyecto), el VAN tradicional es incapaz de capturar adecuadamente las asimetrías resultantes, y puede dar lugar a prescripciones muy equivocadas en la evaluación de inversiones.

1. Opción a demorar la inversión en la central

Continuando con nuestro ejemplo básico, seguiremos suponiendo que el valor del proyecto, V , y su activo gemelo, S , varían en el tiempo como se muestra en el gráfico 8. Supongamos ahora que la empresa tiene una licencia anual que le otorga el derecho exclusivo a retrasar la realización del proyecto

hasta un año (por ejemplo, construir una planta nueva del mismo tipo que la considerada). ¿Cuál es el valor de la oportunidad de inversión provista por la licencia? Claramente, aunque vimos que acometer el proyecto *inmediatamente* (en $t = 0$) tiene un VAN negativo, la licencia (esto es, la *oportunidad* de invertir) debe tener un valor positivo (no negativo) para los accionistas de la empresa.

La opción de esperar puede verse como una opción de compra (*call*) sobre el valor bruto del proyecto, V , con un precio de ejercicio igual al desembolso requerido el año próximo, I_1 . Supondremos que dicho coste se encarece un 4,5 por 100 desde ahora ($I_0 = 250$ Mill de euros) hasta entonces: $I_1 = 261,25$. Así pues, los gestores tienen el derecho a elegir el máximo de dos valores, a saber, el valor del proyecto menos la inversión necesaria y cero (pues los gestores dejarán sencillamente expirar la licencia sin valor alguno si el valor del proyecto no cubre los costes necesarios). Los dos valores posibles de la licencia (opción) al vencimiento serían, por tanto:

$$E^+ = \max(V^+ - I_1; 0) = \max(330 - 261,25; 0) = 68,75 \text{ Mill euros,}$$

$$E^- = \max(V^- - I_1; 0) = \max(198 - 261,25; 0) = 0 \text{ Mill euros.}$$

Entonces, el valor total de la oportunidad de inversión (el VAN expandido que incorpora el valor de la opción de retrasar) es:

$$E = \frac{p \times E^+ + (1-p) \times E^-}{1+r} = \frac{0,4 \times 68,75 + 0,6 \times 0}{1+0,045} = 26,32 \text{ Mill euros.}$$

El valor de la opción a demorar proporcionada por la licencia es, por tanto:

$$\text{Prima de la opción} = \text{VAN expandido} - \text{VAN pasivo} = 26,32 - (-10) = 36,32 \text{ Mill euros,}$$

que, por cierto, ronda el 15 por 100 del valor bruto del proyecto (12).

2. Opción a expandir la escala de la planta

Una vez que se acomete un proyecto, los gestores pueden tener la flexibilidad de alterarlo de

varias maneras en diferentes momentos de su vida. Supongamos que, en nuestro ejemplo (suponiendo que el proyecto se inició en $t = 0$), los gestores tienen la opción de invertir un desembolso adicional de 200 Mill de euros (por ejemplo, en capacidad de generación extra) un año después de la inversión inicial (es decir, $I'_1 = 200$ Mill de euros), que duplicaría la escala y el valor del proyecto (central). Entonces, en $t = 1$ los gestores tienen la flexibilidad o bien de mantener la misma escala de operación (es decir, recibir el valor del proyecto, V , sin ningún coste extra) o bien duplicar la escala y recibir dos veces el valor del proyecto pagando el coste adicional, cualquiera que sea más alto: $\max(V; 2V - I'_1)$. Así:

$$E^+ = \max(V^+; 2V^+ - I'_1) = \max(330; 660 - 200) = 460 \text{ Mill euros (expandir),}$$

$$E^- = \max(V^-; 2V^- - I'_1) = \max(198; 396 - 200) = 198 \text{ Mill euros (mantener escala).}$$

Por tanto, los gestores ejercerán su opción de expandir si las condiciones del mercado se vuelven favorables, pero, en caso contrario, la dejarán expirar sin ejercerla. El valor de la oportunidad de inversión (incluido el valor de la opción de expandir si las condiciones de mercado resultan ser mejores de lo esperado) se convierte entonces en:

$$E = \frac{p \times E^+ + (1-p) \times E^-}{1+r} - I_0 = \frac{0,4 \times 460 + 0,6 \times 198}{1,045} - 250 = 39,76 \text{ Mill euros.}$$

En consecuencia, el valor de la opción de expandir es igual a $39,76 - (-10) = 49,76$ Mill euros, o casi un 20 por 100 del valor bruto del proyecto.

3. Opción a contraer la escala de la planta

Supongamos que, en nuestro ejemplo, una parte del coste de la inversión necesaria para iniciar y mantener la escala dada de operación del proyecto (valor actual: 110 Mill euros) va a gastarse en $t = 1$. En particular, habrán de pagarse 140 Mill euros en $t = 0$ como coste de arranque, y se planea una inversión de 114,95 Mill euros (el valor futuro de 110 Mill euros) dentro de un año.

Supongamos también que en $t = 1$, como alternativa a realizar la inversión plena de 114,95 Mill de euros necesaria para mantener la escala de opera-

ciones actual, los gestores tienen la opción de reducir al 70 por 100 la escala y el valor del proyecto haciendo un menor desembolso, $I'_1 = 50$ Mill euros. Claramente, si las condiciones de mercado el año próximo se tornan desfavorables, los gestores pueden encontrar valioso ejercer su opción a contraer la escala de funcionamiento del proyecto: $\max(V - I_1; 0,7 \times V - I'_1)$. Así:

$$E^+ = \max(330 - 114,95; 231 - 50) = \max(215,05; 181) = 215,05 \text{ Mill euros,}$$

$$E^- = \max(198 - 114,95; 138,6 - 50) = \max(83,05; 88,6) = 88,6 \text{ Mill euros.}$$

El valor de la oportunidad de inversión (incluido el valor de la opción a contraer) es, entonces:

$$E = \frac{0,4 \times 215,05 + 0,6 \times 88,6}{1,045} - 140 = 133,19 - 140 = -6,81 \text{ Mill euros.}$$

Por tanto, el valor de la opción a contraer es $-6,81 - (-10) = 3,19$ Mill euros, o alrededor de un 1,3 por 100 del valor bruto del proyecto.

IV. VENTAJAS DEL COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN

1. Reducción de emisiones al mínimo coste

Al objeto de ilustrar las ventajas que supone, o puede suponer, para las empresas la existencia de un mercado en el que se negocian derechos de emisión de CO_2 , vamos a considerar un ejemplo muy sencillo. Sean dos empresas, A y B, cada una de las cuales emite un millón de toneladas de CO_2 al año, pero dispone sólo de un 90 por 100 de los derechos necesarios; es decir, a cada una le faltan 100.000 derechos. La existencia de este mercado proporciona a la empresa la posibilidad de elegir entre la compra de los derechos necesarios, por un lado, o cualquiera de las alternativas anteriormente disponibles, como puede ser el cambiar los combustibles o la tecnología, o invertir en instalaciones de captura y almacenamiento de CO_2 , o simplemente reducir el nivel de producción. Se amplía, así, la gama de alternativas disponibles, siendo posible que recurrir al mercado de permisos sea la más económica en algunos casos. Pero no sólo se puede elegir hoy entre distintas alternativas; también es posible elegir el momento óptimo de su puesta en práctica, en función, fundamentalmente, de la evolución del precio

de los derechos de emisión y el riesgo que refleja la volatilidad del mercado.

Por seguir con el ejemplo, supongamos que el precio de un derecho es hoy de 27,18 euros/tCO₂ (13). Por otra parte, a la compañía A le cuesta reducir sus emisiones 30 euros/tCO₂, mientras que a la compañía B, debido a su diferente tecnología, reducir las suyas sólo le cuesta 25 euros/tCO₂.

En estas circunstancias, la compañía B decide reducir sus emisiones en un 90 por 100, incurriendo en un coste de 900.000 tCO₂ x 25 euros/tCO₂ = 22.500.000 euros. Debido a ello, tiene ahora un exceso de derechos de emisión de 800.000 tCO₂, dado que debe dedicar 100.000 derechos a las emisiones que no ha eliminado (14). La venta de los derechos excedentarios, al precio de mercado actual, le permite realizar unos ingresos de 800.000 tCO₂ x 27,18 euros/tCO₂ = 21.744.000 euros. La diferencia entre los dos importes anteriores arroja un resultado neto negativo: 21.744.000 – 22.500.000 = –756.000 euros (véase la primera columna del cuadro n.º 3). Ahora bien, esta cantidad es sensiblemente inferior al coste en que habría debido incurrir, en ausencia de mercado, en caso de tener que reducir sus emisiones: 100.000 tCO₂ x 25 euros/tCO₂ = 2.500.000 euros. Por otra parte, el mercado de derechos ha ayudado a que la empresa B decida reducir sus emisiones en 900.000 tCO₂; ello no habría sucedido si no hubiera sido factible vender los 800.000 derechos resultantes. Así, la existencia del mercado ha favorecido el medio ambiente en este caso, al facilitar la decisión de eliminar 800.000 tCO₂ más.

También la empresa A se ha visto favorecida por la existencia de este mercado. Su tecnología es tal que reducir las emisiones de CO₂ es más costoso (30 euros/tCO₂) que comprar los permisos necesarios en el mercado (27,18 euros/tCO₂). Lógicamente, decide acudir al mercado y comprar los 100.000 derechos necesarios, pagando 2.718.000 euros. En au-

sencia de dicho mercado, no obstante, se habría visto obligada a desembolsar 100.000 tCO₂ x 30 euros/tCO₂ = 3.000.000 euros para reducir sus emisiones.

2. Elección del momento óptimo para la reducción

En realidad, las cosas no son tan simples. No sólo podemos invertir hoy en instalaciones de secuestro de CO₂; habitualmente, la decisión de invertir se puede retrasar en el tiempo. Ello puede ser particularmente útil en un contexto incierto, pues el paso del tiempo aporta información relevante, más aún cuando se trata de inversiones irreversibles en algún grado. Si es posible invertir ahora y también más adelante, debe analizarse debidamente la posibilidad de esperar, a fin de abordar la inversión en el momento óptimo (si procede). A este respecto, la volatilidad del mercado va a ser un factor importante en la toma de decisiones. Sabemos que una volatilidad elevada del activo subyacente desaconseja el ejercicio prematuro de una opción de compra americana. De manera similar, unos precios del carbono altamente volátiles no favorecen la decisión de invertir en instalaciones de secuestro de CO₂.

Estudieemos el caso de la empresa B. Como antes, la cotización *spot* actual es 27,18 euros/tCO₂; supongamos que el mercado de futuros cotiza a un año a 28 euros/tCO₂ (esto es, un 3,02 por 100 más). Supongamos también que, de aquí a un año, el precio puede o bien multiplicarse por 1,1773, o bien dividirse por esta misma cantidad. Así pues, dentro de un año alcanzará o bien los 32 euros/tCO₂, o bien los 23'09 euros/tCO₂. Tal como sucede en la valoración neutral al riesgo, la probabilidad de una subida en la cotización sería:

$$p = \frac{28 - 23,09}{32 - 23,09} = 0,5511. \quad [1]$$

CUADRO N.º 3

RESULTADOS (EN EUROS) DE LA EMPRESA B (ESTRATEGIA PASIVA)

Concepto	Primer año	Un año sucesivo (*)	Total veinte años
Ingresos mercado	21.744.000	22.400.000	447.344.000
Costes reducción.....	22.500.000	22.500.000	450.000.000
Resultado neto	(756.000)	(100.000)	(2.656.000)

(*) media: 28 euros/tCO₂.

Consecuentemente, la probabilidad neutral al riesgo de que se produzca una bajada es 44,89 por 100 (15).

Por simplicidad, vamos a prescindir del descuento de los flujos futuros a tipos de mercado (16). Consideramos que la vida total de la planta son veinte años, y que, después de la variación de precios al final del primer año, éstos se mantienen constantes durante el resto de la vida útil. Si la empresa B decide invertir en eliminar el 90 por 100 de sus emisiones desde el primer momento, obtendría los resultados del cuadro n.º 3. La empresa B incurre en un coste de 2.656.000 euros, cifra muy inferior al coste de eliminar un 10 por 100 de sus emisiones, que habría sido de $100.000 \text{ tCO}_2 \times 25 \text{ euros/tCO}_2 \times 20 \text{ años} = 50.000.000 \text{ euros}$ en los 20 años.

Pero la empresa B debe considerar también si es una mejor opción esperar a ver qué sucede al finalizar el primer año. Para ello, en el primer periodo incurriría en unos costes de 2.718.000 euros, al comprar 100.000 derechos, pero luego, si el mercado se situase en 32 euros/tCO₂, construiría la unidad para reducir emisiones, ahorrando 7 euros por cada tonelada no emitida. Si, por el contrario, el mercado se sitúa en 23,09 euros/tCO₂, no tendría sentido esta inversión, y acudiría al mercado, pues comprar los derechos tiene un coste inferior. El cuadro n.º 4 resume los resultados.

Como puede observarse, se obtiene un mejor resultado con la estrategia de esperar a ver el comportamiento real del mercado. En conclusión, la volatilidad no favorece una pronta inversión en instalaciones que eliminen las emisiones de CO₂. El problema es tanto más grave cuanto mayor es la volatilidad. Concretamente, con una mayor volatilidad sería necesario un precio superior de los derechos de emisión para decidir (por razones estrictamente financie-

ras) la realización inmediata de la inversión favorable al medio ambiente.

Por otra parte, si estudiamos el comportamiento de la empresa A, que ha comprado derechos en el primer año, se enfrenta a dos escenarios: en un caso, invertirá en el segundo año si los precios se sitúan en 32 euros/tCO₂; en el otro, comprará derechos a un precio de 23,09 euros/tCO₂.

El problema del impacto de la incertidumbre en las inversiones favorables al medio ambiente parece haber sido considerado por la Comisión Europea. Dentro de su propuesta de modificación del sistema de comercio de derechos de emisión, intenta dar un panorama lo más previsible posible para el mercado, ampliando el próximo periodo de cinco a ocho años (2013-2020). Fija, además, unos objetivos por año dentro de este periodo, y unas reglas únicas a nivel de toda la Unión Europea.

Existe una experiencia de este tipo en EE.UU., referida al programa contra la lluvia ácida (principalmente, la eliminación de SO₂). Inicialmente, la desconfianza en el mercado y la presión llevaron a la mayoría de las empresas a iniciar inversiones en equipo capital anti-contaminación (*scrubbers*). Pero, posteriormente, la evolución del precio de los permisos llevó al abandono de muchas inversiones de este tipo. Aunque las experiencias no son totalmente comparables, dado que se espera un aumento de los precios de los derechos de emisión de CO₂, sí que se debe tener en cuenta la volatilidad y, consecuentemente, el riesgo de las inversiones.

Otra reflexión que se puede extraer del ejemplo anterior es que, dentro de determinados límites, y siempre que los precios del mercado superen el valor de la opción de esperar, cada empresa invertiría en elementos de eliminación del CO₂ fijándose en la evolución del mercado, la incertidumbre y sus costes margina-

CUADRO N.º 4

RESULTADOS (EN EUROS) DE LA EMPRESA B (GESTIÓN FLEXIBLE)

CONCEPTO	PRIMER AÑO	UN AÑO SUCESIVO			TOTAL VEINTE AÑOS
		prob = 55,11%	prob = 44,89%	promedio	
Ingresos mercado	—	25.600.000	—	14.108.160	268.055.040
Costes reducción.....	—	22.500.000	—	12.399.750	235.595.250
Costes mercado	2.718.000	—	2.309.000	1.036.510	22.411.692
Resultado neto.....	(2.718.000)	3.100.000	(2.309.000)	671.900	10.048.098

les. Este comportamiento llevaría a una reducción de la demanda de derechos, que comenzaría a estabilizar los precios; éstos, incluso, podrían bajar algo, dependiendo de la reducción de la oferta que pueda ser fijada por la Unión Europea. Sin embargo, posiblemente no habría que esperar un comportamiento de este tipo antes del año 2020, dado que las cotizaciones del mercado de futuros con plazo de vida más largo (dic-2014) presentan un perfil creciente en comparación con las de vencimientos más cercanos; no parece pues que el mercado descunte un comportamiento de este tipo en el futuro próximo.

V. VALORACIÓN DE FUTUROS Y OPCIONES SOBRE DERECHOS DE EMISIÓN

Dado que periódicamente estos mercados sufren una restricción en la oferta, los precios *spot* sufren un salto en esos momentos. Sin embargo, puede decirse que el momento del salto es conocido, y coincide con el final de un periodo de comercio de derechos de emisión (17). Esto, si se aprueba la propuesta de la Comisión, va a cambiar. Así, en el tercer periodo habría un salto cada año, al limitarse los derechos cada vez más con una periodicidad anual. Centrándonos en el periodo de cumplimiento (2008-12), previsiblemente el precio evolucionaría de forma continua al alza en la medida en que aumente la demanda en este periodo y la oferta se mantenga constante.

Por tanto, a la hora de modelizar el comportamiento del precio de los derechos de emisión, habría que considerar dos posibilidades según se trabaje dentro de un periodo en el cual no hay reducción de derechos (como es el caso de operaciones dentro de 2008-12) o intervenga más de un periodo (como en la cotización en mayo de 2008 de un futuro con vencimiento en mayo-2013).

1. Valoración dentro de un periodo sin reducción de derechos

En estas circunstancias, la utilización de un proceso geométrico browniano para modelizar el precio de los derechos es una buena opción (18). El modelo sería, por tanto:

$$dC_t = \alpha_c C_t dt + \sigma_c C_t dW_t^c, \quad [2]$$

donde C_t denota el precio de un derecho de emisión en el momento t ; este derecho permite emitir una tonelada métrica de CO₂. Por su parte, α_c denota el

crecimiento esperado del precio, σ_c es la volatilidad instantánea, y dW_t^c es el incremento de un proceso de Wiener estándar (que está distribuido normalmente, con media cero y varianza dt).

A partir de la fórmula anterior, puede demostrarse que:

$$E(C_t) = C_0 e^{\alpha_c t}, \quad [3]$$

donde $E(C_t)$ es el valor esperado de los derechos de emisión en el mundo real, calculado a partir del precio en un momento inicial anterior C_0 . En la práctica, es muy difícil realizar una estimación correcta del valor de α_c , debido a que la varianza de los estimadores suele ser muy elevada (Gourieroux y Jasiak, 2001). Por el contrario, esto no sucede en la estimación de σ_c , que, en general, puede realizarse acudiendo tanto al análisis de series históricas como a la volatilidad implícita de las opciones. En cualquier caso, la imposibilidad práctica de obtener un valor creíble para α_c no debe preocuparnos excesivamente, dado que, como veremos a continuación, no se necesita para efectuar valoraciones.

Efectuando la transformación $X_t \equiv \ln C_t$, y aplicando el Lema de Ito, se obtiene:

$$dX_t = \left(\alpha_c - \frac{\sigma_c^2}{2} \right) dt + \sigma_c dW_t^c. \quad [4]$$

La valoración puede realizarse descontando la prima de riesgo a la tendencia y, a continuación, valorando en un mundo neutral al riesgo. La versión neutral al riesgo de la ecuación anterior sería:

$$d\hat{X}_t = \left(\alpha_c - \frac{\sigma_c^2}{2} - \lambda \right) dt + \sigma_c dW_t^c, \quad [5]$$

donde λ es la prima del riesgo ligado al precio de los derechos.

Futuros sobre derechos (19). Consideremos ahora el precio de un futuro, $F(\cdot)$, en euros/tCO₂, sobre un derecho de emisión (20). Este valor sería el precio *spot* esperado en un mundo neutral al riesgo. Teniendo en cuenta las propiedades de la distribución log-normal, obtenemos que:

$$F(C_0, t) = e^{(E(\hat{X}_t) + \frac{1}{2} \text{Var}(\hat{X}_t))} = e^{(\ln C_0 + (\alpha_c - \frac{\sigma_c^2}{2} - \lambda)t + \frac{\sigma_c^2}{2}t)} = C_0 e^{(\alpha_c - \lambda)t}. \quad [6]$$

Tomando ahora logaritmos neperianos:

$$\ln F(C_0, t) = \ln C_0 + (\alpha_c - \lambda)t. \quad [7]$$

La cotización del mercado de futuros, $F(\cdot)$, nos dice cuánto tendremos que pagar al vencimiento (en t) por el derecho a emitir una tonelada de CO_2 en ese momento. Para modelizar este valor, sólo necesitamos el precio *spot*, C_0 , y la pendiente de la curva de (los logaritmos de) las cotizaciones del mercado de futuros, $(\alpha_c - \lambda)$ (21). El mercado de futuros nos permite precisamente observar la diferencia $(\alpha_c - \lambda)$. De la fórmula anterior podemos deducir:

$$\ln F(C_0, t_2) - \ln F(C_0, t_1) = (\alpha_c - \lambda)(t_2 - t_1). \quad [8]$$

Resulta fácil hacer una estimación sencilla y rápida de $(\alpha_c - \lambda)$, pues, de acuerdo con la fórmula anterior, este valor equivale a la diferencia entre los logaritmos neperianos de las cotizaciones de dos futuros con vencimiento diciembre cuando $t_2 - t_1 = 1$, es decir, con vencimientos en dos diciembre consecutivos (22).

Una vez estimada la curva que se ajusta a las cotizaciones del mercado de futuros (2008-2012), es posible obtener el valor actual de emitir una tonelada de CO_2 en un momento cualquiera, t . Será simplemente el descuento del valor de la curva de futuros utilizando el tipo de interés sin riesgo, r ; ello nos da como resultado:

$$C_0 e^{(\alpha_c - \lambda - r)t}. \quad [9]$$

Por ejemplo, si el precio *spot* es 24 euros/ tCO_2 y $(\alpha_c - \lambda) = 0,03$, el futuro con vencimiento dentro de tres años estaría cotizando a $F(24, 3) = 24e^{0,09} = 26,26$ euros/ tCO_2 . El derecho a emitir una tonelada de CO_2 dentro de tres años, si el tipo sin riesgo $r = 0,05$, tendría un valor actual de $26,26e^{-0,15} = 22,60$ euros/ tCO_2 (23). Es, por tanto, muy sencillo valorar utilizando las cotizaciones del mercado de futuros.

Opciones sobre futuros (24). En la valoración de opciones europeas sobre futuros de derechos de emisión (25), adoptaremos una fórmula del futuro alternativa. Hacemos uso de la igualdad $\alpha_c - \lambda = r - \delta$, donde δ denota la denominada rentabilidad de conveniencia:

$$F(C_0, t) = C_0 e^{(r - \delta)t}. \quad [10]$$

El precio de una opción de compra (*call*) europea sería

$$c = e^{-rt}[FN(d_1) - KN(d_2)], \quad [11]$$

mientras que el precio de una opción de venta (*put*) europea sería

$$p = e^{-rt}[KN(-d_2) - FN(-d_1)], \quad [12]$$

donde F es la cotización del futuro, K denota el precio de ejercicio de la opción, y los valores d_1 y d_2 vienen dados por:

$$d_1 = \frac{\ln \frac{F}{K} + \frac{\sigma^2 t}{2}}{\sigma \sqrt{t}}, \quad d_2 = \frac{\ln \frac{F}{K} - \frac{\sigma^2 t}{2}}{\sigma \sqrt{t}}. \quad [13]$$

Como puede verse, la fórmula de una opción sobre un futuro difiere algo de la utilizada para una opción sobre un valor de renta variable que cotiza, digamos, en el mercado continuo.

Consideremos, por ejemplo, una opción *call* sobre el futuro anterior (con vencimiento dentro de tres años) que cotiza a 26,26 euros/ tCO_2 . Supongamos una volatilidad del 50 por 100, un precio de ejercicio de la opción de 25 euros/ tCO_2 , y que ésta vence dentro de un año (26). De acuerdo con las fórmulas anteriores, tendríamos $c = 5,43$ euros/ tCO_2 y $p = 4,24$ euros/ tCO_2 . En todo caso, para opciones europeas se debe cumplir la paridad *put-call*:

$$c + K e^{-rt} = p + F e^{-rt}. \quad [14]$$

En el ejemplo puede verificarse con facilidad. Además, si varía el precio de ejercicio, K , el valor de cada opción cambia también. Lógicamente, si $K = F$, entonces se tiene $c = p$. Las fórmulas de las opciones europeas nos permiten también, conociendo los restantes parámetros, deducir la volatilidad implícita en una cotización.

Normalmente, las inversiones reales incorporan opciones más complejas. La valoración, entonces, suele requerir el uso de procedimientos numéricos (como los árboles binomiales, las simulaciones de Monte Carlo o el método de las diferencias finitas); éstos quedan fuera del alcance de este trabajo. En cualquier caso, es conveniente estimar los valores de los parámetros a partir de datos de los mercados para, en la medida de lo posible, realizar una valoración neutral al riesgo (27).

Veamos, sin embargo, cómo se simularía el caso anterior. La cotización del futuro evolucionaría de acuerdo con la expresión:

$$F_{t_i + \Delta t} = F_{t_i} e^{\left(-\frac{\sigma^2}{2} \Delta t + \sigma \sqrt{\Delta t} \varepsilon\right)}, \quad [15]$$

donde ε es una muestra aleatoria extraída de una distribución normal estándar. Se elige un intervalo de tiempo Δt suficientemente pequeño, y se va obteniendo una senda de cotizaciones del futuro desde el momento inicial hasta el vencimiento de la opción (de compra, por ejemplo). En el momento final (en nuestro caso, $t = 1$), se obtiene el valor del *call* correspondiente a esa primera simulación: $\max(F_1 - K; 0)$. Este mismo proceso se repite para un número elevado de simulaciones, M . El valor del *call* en el momento final se calcula, entonces, como promedio de todos los valores obtenidos:

$$\frac{1}{M} \sum_{j=1}^M \max(F_{1j} - K; 0). \quad [16]$$

Por tanto, el valor de la opción *call* en el momento inicial es:

$$c = \frac{e^{-r}}{M} \sum_{j=1}^M \max(F_{1j} - K; 0). \quad [17]$$

En nuestro caso de un *call* con vencimiento a un año, realizando este proceso con 40 pasos por mes ($\Delta t = 1/480$) en $M = 2$ millones de simulaciones, hemos obtenido $c = 5,4271$ (28); este valor es muy próximo al teórico antes calculado de 5,43 euros/tCO₂.

2. Valoración económica de un proyecto de reducción de emisiones

Sea un proyecto que permite reducir las emisiones de una empresa en A toneladas por año. Puesto que esta empresa podría vender sus derechos de emisión excedentarios (o dejar de comprar los necesarios) a precios de mercado, obtendrá un resultado cuyo valor actual puede extraerse de los precios de mercado. Supongamos, por ejemplo, que estamos al inicio del periodo de cumplimiento de Kioto (2008), y que el mercado de futuros cotiza de acuerdo con los datos anteriores (26,26 euros/tCO₂). Por cada tonelada que se deja de emitir al año, se obtiene un valor para el conjunto de cinco años (hasta diciembre de 2012):

$$V_{0,5} = \int_0^5 C_0 e^{(\alpha_c - \lambda)t} e^{-rt} dt = \frac{C_0}{\alpha_c - \lambda - r} [e^{5(\alpha_c - \lambda - r)} - 1]. \quad [18]$$

En el caso considerado:

$$V_{0,5} = 114,19 \text{ euros por tonelada.} \quad [19]$$

Este importe habría que multiplicarlo después por A .

En un caso más realista, necesitaríamos tener en cuenta toda la vida útil del proyecto y las perspectivas lejanas del mercado de derechos. Desde un punto de vista económico, en cada momento compararíamos el valor total del proyecto con el valor actual del coste de la inversión. En función, fundamentalmente, de la volatilidad del mercado de derechos, elegiríamos el momento óptimo de la inversión (29).

VI. CONCLUSIONES

1. La entrada en vigor del Protocolo de Kioto, junto con la puesta en marcha del mercado europeo de carbono, ha tenido un impacto financiero sobre las principales empresas de ciertos sectores, entre ellos el energético.

2. Cualquier decisión financiera relevante ligada (ahora o más adelante) con emisiones de GEI debe considerar tanto el precio esperado de los derechos de emisión como su nivel de riesgo asociado. Prueba de ello es que incluso algunos bancos norteamericanos aplican ya, a determinadas empresas eléctricas, unos estándares más estrictos, a pesar de no haber, de momento, al menos, en EE.UU. un mercado de emisiones como el europeo.

3. Con respecto al EU ETS, la evidencia empírica muestra que una reducción en el número de derechos, como la producida al pasar del periodo de precalentamiento (2005-07) al de cumplimiento (2008-12), va acompañada de un salto significativo en los precios. Además, este mercado ha sido históricamente muy volátil. La volatilidad implícita en la cotización de las opciones sobre derechos de emisión avala esta misma conclusión. Así pues, la volatilidad ha sido alta y se espera que lo siga siendo.

4. La actual propuesta de la Comisión Europea contempla un tercer periodo post-Kioto, que iría del 2013 al 2020. Desde la segunda mitad del 2008, incluso los contratos con vencimientos más lejanos muestran una tendencia decreciente. Ello conlleva unos menores incentivos para reducir las emisiones y poner a la venta los derechos así liberados. Los incentivos son aún menores si esto se acompaña, como hemos dicho, de una volatilidad elevada en el precio de los derechos; en este caso, la oportunidad (u opción) de invertir es más valiosa, y su ejercicio no se justifica tan fácilmente como si la volatilidad fuese más baja.

5. Todo parece apuntar a que el precio de los derechos de emisión se va a repercutir en gran medida sobre el precio de la electricidad. La medida exacta dependerá de qué centrales son las que fijan habitualmente el precio de la electricidad en el mercado, su nivel de eficiencia, su factor de emisiones, etcétera. Las centrales de carbón parecen estar particularmente expuestas a riesgos financieros, tanto por sus características propias de eficiencia y emisiones como porque las plantas marginales suelen ser los ciclos combinados de gas natural.

6. En cualquier caso, la existencia del mercado de derechos de emisión, en un contexto de limitación de emisiones, ofrece varias ventajas para las empresas o agentes participantes. Quizá la más clara es que, al conjunto de alternativas de reducción disponibles en ausencia de mercado, se añade ahora la posibilidad de comprar los derechos necesarios y, por tanto, de elegir entre esta alternativa y la mejor de las anteriores. De este modo, no sólo es posible optar en un momento dado por la estrategia más económica.

7. Además, los agentes pueden elegir también el momento óptimo en que acometer una inversión determinada para reducir sus emisiones. Aquí, como antes se ha indicado, tanto el precio de los derechos esperado en el futuro como su volatilidad desempeñan un papel fundamental.

8. Junto al mercado de derechos de emisión, existen otros de productos derivados sobre tales derechos. Su interés no se limita a la valoración de los activos financieros que en ellos se negocian y a la gestión de riesgos que permiten. Va más allá. En particular, proporcionan información relevante para valorar activos reales, tales como proyectos para reducir las emisiones. Aquí, la modelización formal y la resolución numérica son factores clave, pero en ningún caso suplen al mercado como reflejo del consenso agregado.

NOTAS

(1) Las mejoras en la eficiencia tienen ahora dos impactos significativos: el ahorro en combustibles empleados y los derechos de emisión liberados.

(2) Al obligar a que la central esté *capture-ready*, están exigiendo que, mediante una inversión adicional posiblemente pequeña, dejen abierta la posibilidad de agregar en el futuro una instalación de captura y almacenamiento de CO₂, en el caso de que ésta sea la decisión económica más acertada.

(3) COM(2008)16 final del 23-1-2008.

(4) Se entiende por volatilidad implícita en el precio de una determinada opción aquella que, sustituida en la fórmula de valoración correspondiente, proporciona un precio teórico de la opción igual al efectivamente observado.

(5) MEMO/08/35 del 23, de enero de 2008, que trata de las preguntas y respuestas sobre la propuesta de la Comisión de revisión del régimen comunitario de comercio de derechos de emisión.

(6) Esta cantidad corresponde a 15,311 kgC/GJ, puesto que una tonelada de carbono se contiene en 3,67 toneladas de CO₂.

(7) El ejemplo está adaptado de TRIGEORGIS (1996).

(8) En el caso de las centrales de gas sometidas a un mercado de carbono, el margen suele denominarse *clean spark spread*.

(9) Notemos que los importes V^+ y V^- son los que resultan de sumar, desde que la planta está en marcha, las ganancias anuales descontadas (durante su vida infinita) de vender tres millones de MWh con el margen vigente: $\sum_{t=0}^{\infty} 1/(1+0,10)^t \times 3 \times 10 = 11 \times 3 \times 10 = 330$ Mill de euros, o bien 198 Mill de euros si el margen es 6 euros/MWh.

(10) La tasa de descuento podría estimarse determinando el coeficiente del proyecto a partir de las cotizaciones de su activo gemelo y aplicando el CAPM, por ejemplo.

(11) En caso contrario, surgiría una oportunidad de arbitraje, lo cual es incompatible con la noción de un mercado en equilibrio.

(12) Por supuesto, uno puede afirmar que este valor de esperar puede capturarse igualmente bien mediante el enfoque del VAN tradicional. Reconozcamos, simplemente, que uno puede esperar un año y abordar entonces el proyecto sólo si su valor el año próximo supera el coste de inversión necesario (de modo que, nuevamente, $E^+ = 68,75$ y $E^- = 0$). Determinemos entonces su valor esperado, utilizando las probabilidades reales y descontando a la tasa esperada de rendimiento ($k = 10$ por 100) para calcular el valor actual de la oportunidad de inversión (incluido el valor de la opción de esperar), como sigue: $E = [qE^+ + (1 - q)E^-]/(1 + k) = [0,5 \times 68,75 + 0,5 \times 0]/(1,10) = 31,25$. Notemos que este valor de esperar es distinto del obtenido mediante el análisis basado en opciones. El error del método tradicional surge del uso de una tasa de descuento ajustada por riesgo única (o constante). Los derechos asimétricos sobre un activo (invertir en él si nos conviene, pero nunca en caso contrario) no tienen el mismo riesgo (y, por tanto, tasa esperada de rendimiento) que el propio activo subyacente. El método basado en opciones corrige este error transformando las probabilidades.

(13) Precio al cierre de *BlueNext* el 9-VI-2008.

(14) Tal vez la empresa B ha optado por instalar una unidad de captura y almacenamiento de carbono. Ahora bien, cabe suponer que esta tecnología no es capaz de eliminar el 100 por 100 de las emisiones.

(15) Puede comprobarse que el valor promedio es: $0,5511 \times 32 + 0,4489 \times 23,09 = 28$ euros/tCO₂, exactamente la cotización a un año del mercado de futuros. El ejemplo considerado se corresponde con una volatilidad de $\sigma = 0,1568$. Denotamos por σ la desviación típica del cambio proporcional en el precio. La varianza de dicho cambio en este modelo es: $0,5511 \times 1,1773^2 + 0,4489 \times \frac{1}{1,1773^2} - 1,0302^2 = 0,0264$. Esta varianza sería aproximadamente σ^2 , por lo que una primera aproximación nos llevaría a obtener $\sigma = 0,1625$. Sin embargo, para plazos como un año, es preferible utilizar la definición de la varianza de la distribución lognormal $1,0302^2(e^{\sigma^2} - 1) = 0,0264$. Tras unas sencillas operaciones, obtenemos $\sigma = 0,1568$. Véase, por ejemplo, HULL (2005).

(16) En la práctica, esto equivale a considerar que ingresos y costes crecen a dicho tipo.

(17) Cabe pensar que hay incertidumbre sobre el tamaño del salto. Pero, una vez que los correspondientes planes nacionales de asignación hayan sido aprobados, habría que pensar que no existe incertidumbre sobre el momento en que el salto se va a producir.

(18) A los niveles actuales de los precios, parece difícil considerar que éstos reviertan a un determinado valor (que, en teoría, podría ve-

nir dado por los costes de eliminación de emisiones a través de inversiones físicas).

(19) Nos referimos, en particular, al contrato *ICE ECX CFI Futures*.

(20) Estos contratos se negocian, entre otros, en European Climate Exchange (ECX).

(21) Recordemos que el precio *spot* y el vencimiento del contrato de futuros tienen que estar dentro de un periodo en el cual no haya retiradas adicionales de derechos de emisión. Esto sucede, por ejemplo, dentro del periodo 2008-2012.

(22) Lógicamente, como tendremos varios valores, es posible y recomendable efectuar una estimación más exacta.

(23) Se podría haber utilizado directamente $24e^{(0,03-0,05)3}$.

(24) Hablamos de los contratos *ECX EUA Options*.

(25) Estos contratos se negocian en European Climate Exchange (ECX).

(26) No es necesario que el contrato de opción y el de futuros tengan el mismo vencimiento.

(27) Véase ABADIE y CHAMORRO (2009) para el caso de inversiones ligadas al gas natural.

(28) Los resultados pueden diferir ligeramente según los números aleatorios generados para hacer la simulación de Monte Carlo.

(29) Un desarrollo particular de este método puede encontrarse en ABADIE y CHAMORRO (2008).

BIBLIOGRAFÍA

ABADIE L.M., y CHAMORRO J.M. (2008), «European CO₂ prices and carbon capture investments». *Energy Economics*, 30: 2992-3015.

— (2009), «Monte Carlo valuation of natural gas investments». *Review of Financial Economics*, 18: 10-22.

GOURIEROUX C., y JASIAK J. (2001), *Financial Econometrics*, Princeton Series in Finance.

HULL, J. (2005), *Options, Futures and Other Derivatives*, Prentice Hall; sexta edición.

IPCC (2006), *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.

TRIGEORGIS L. (1996), *Real Options - Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation*, The MIT Press.