

# STUDY ON THE CO<sub>2</sub> EMISSION RIGHTS MARKET

MIBEL Board of Regulators

**EN** Executive Summary

**PT** Sumário Executivo

**ES** Resumen Ejecutivo



## EXECUTIVE SUMMARY

The creation of the EU Emission Trading System (EU ETS) is, today, one of the European Union's strategic elements to combat climate change, and had as its predominant and unique precedent the commitment assumed in the Kyoto Protocol (KP), aiming to limit greenhouse gas (GHG) emissions from developed countries.

The European Union (EU) is a signatory of the KP, through its Member States, having defined a series of objectives for the reduction of CO<sub>2</sub> emissions, distributed among the various Member States, within the framework of the Agreement between the Parties (Burden Sharing Agreement).

At the European level, the system for verifying the commitments assumed by the subscribing countries regarding GHG emissions is implemented in the EU ETS through a market mechanism based on the use of emission rights (European Union Allowance- EUA) by the emitting economic activities.

The EU ETS is a market mechanism based on a cap and a trading scheme, in which a maximum volume of emission is established, and an economic value is attributed to CO<sub>2</sub> emission rights. It is a system based on emission rights transaction mechanisms in which emitting economic activities with low emission reduction potential will have an incentive to sell such rights to other emitting economic activities with greater difficulty in reducing their emissions due to their high cost. This commercial interaction between issuing agents of the most diverse economic activities, results in an emission allowance market or “carbon market”.

The regime for the creation of GHG emissions allowance trading was established by Directive 2003/87/EC of the Parliament and of the Council of 13 October 2003. The EU ETS is divided into three phases:

- **Phase I:** covering the period between 2005 and 2007;
- **Phase II:** covering the period between 2008 and 2012; and,
- **Phase III:** comprising the period between 2013 and 2020.

## STUDY ON THE CO<sub>2</sub> EMISSION RIGHTS MARKET - Executive Summary

Spain and Portugal, as EU Member States, are integrated parties in the KP of the Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC- United Nations Framework Convention on Climate Change<sup>1</sup>), with these countries having set goals for reducing CO<sub>2</sub> emissions during each phase of EU ETS implementation under the Agreement between the parties. The Iberian countries, in 2018, exceeded the defined reduction targets and a similar result is expected in 2020.

It should also be noted that, within the EU ETS, the allocation of CO<sub>2</sub> emission rights is carried out through two different mechanisms:

- **Free allocation** of CO<sub>2</sub> emission rights regulated through the Commission Decision of 27 April 2011<sup>2</sup> (Decision 2011/278/EU). In Phase I (2005-2007) and Phase II (2008-2012) of EU ETS most of the CO<sub>2</sub> emission rights were awarded free of charge. In Phase III (2013-2020) CO<sub>2</sub> emission rights were awarded through an auction mechanism;
- **CO<sub>2</sub> emission allocation auctions** regulated through the Commission Regulation (EU) No 1031/2010 of 12 November 2010<sup>3</sup>. During Phase I (2005-2007) Member States were allowed to conduct an auction of 5% of the total volume of allowances, increasing in Phase II (2008-2012) to 10%. In Phase III (2013-2020), all CO<sub>2</sub> emission rights were already allocated to the market through auctions.

The EU ETS made it possible to obtain a “visible” price for the emission of carbon dioxide, whose behavior is explained by the evolution of a set of economic and financial variables (carbon price drivers). Figure 1 shows the evolution of the price of CO<sub>2</sub> emission licenses in the different stages of implementation of the EU ETS, between 1 July 2007 and 30 September 2019.

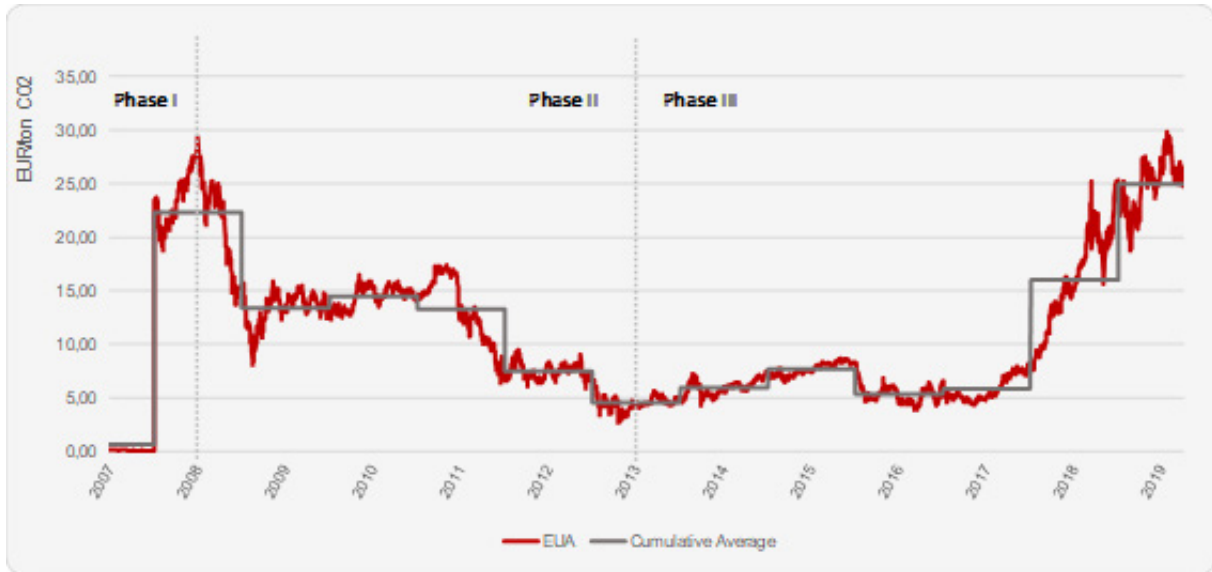
<sup>1</sup> United Nations Framework Convention, adopted in May 1992, entered into force in March 1994 and ratified by Spain in 1993 (Instrument of ratification of the United Nations Framework Convention on Climate Change, prepared in New York on 9 May 1992, 16 November 1993) and by Portugal (Decree-Law no. 20/93, 21 June).

<sup>2</sup> 2011/278/EU: Commission Decision of 27 April 2011 determining the transitional Union-wide rules for harmonised free allocation of emission allowances pursuant to Article 10a of Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council.

<sup>3</sup> Commission Regulation (EU) No 1031/2010 of 12 November 2010, on the timing, administration and other aspects of auctioning of greenhouse gas emission allowances pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council establishing a scheme for greenhouse gas emission allowances trading within the Community.



Figure 1 - Macro evolution of the EUA's price.



Source: Thomson Reuters data, own calculations.

During Phase I, the price of the EUAs reached its maximum value of around 29 €/ton<sub>CO<sub>2</sub></sub> at the end of 2008, accompanied by the upward movement of the energy markets, specifically by that of the price of oil. Phase II was initially marked by the externality of the international financial crisis, which had a notable effect on the financial markets and repercussions in the energy commodities market, namely, in the fall of carbon prices. From the end of 2010, after the momentary rise in the price of the carbon markets associated with the accident at the Fukushima nuclear power plant, there was a sharp and continuous decline in the EUA's prices until the end of Phase II, which is probably related to the economic recession felt in Europe. Finally, in the period between the end of Phase II and the beginning of Phase III, there is a fall in the carbon price to around 3 €/ton<sub>CO<sub>2</sub></sub> due to the excess of allowances observed in the market, motivated by the decrease in demand, fostered by the economic recession, the increasing penetration of renewable energies in the electricity sector and the reinforcement of investments in terms of energy efficiency. Although future forecasts point to an upward trend in the EUA's price, the political uncertainty in the UK associated with BREXIT is one of the main factors explaining the price fluctuations that have occurred since the beginning of 2019, due to the EUA dumping by British companies.

## STUDY ON THE CO<sub>2</sub> EMISSION RIGHTS MARKET - Executive Summary

Assuming that the price of electricity is set in order to reflect the marginal cost associated with its production, the use of CO<sub>2</sub> emission licenses by thermal producers of electricity – although allocated free of charge – takes the form of an opportunity cost, that shall integrate the marginal cost. Thus, the impact of CO<sub>2</sub> prices on the electricity prices is inevitable, which is necessary to encourage investment in clean and more efficient production technologies.

In this sense, the present study presents a regressive model that allows predicting the dependent variable PRECO\_ ES (daily electricity market price in Spain) as a function of the independent variables presented in Table 1. The model also allows the estimation of how the price of CO<sub>2</sub> licenses is passed on to the price of electricity.

**Table 1 - Independent variables used in the regressive model**

<b>Variable</b>	<b>Variable description</b>
TTF	Title Transfer Facility (TTF) price in the Dutch market in €/MWhgas.
API2	Price of API2 coal (Imported coal delivered to North-west Europe and calorific value of 6000 kcal/kg) in €/ton.
BRENT	Price of Brent Oil, based on North Sea crude oil, used as an international benchmarking in €/bbl.
EUA	Price of EU allowances carbon trading licenses - spot price for CO <sub>2</sub> emission licenses in €/ton
PESO_PRE	percentage value of the Iberian contribution to the production proven by the PRE to satisfy the demand in the daily market..



The estimated model reinforces the positive repercussion of the carbon price on the electricity price, throughout the various stages of implementation of the EU ETS, and is given by the following equations:

$PRECO\_ES = 24.76 + 1.32 * TTF + 0.08 * API2 + 0.27 * BRENT + 0.29 * EUA - 39.89 * PESO\_PRE$ , for the period between 2007 and 2012, and

$PRECO\_ES = 53.88 + 0.42 * TTF + 0.33 * API2 - 0.07 * BRENT + 0.49 * EUA - 62.68 * PESO\_PRE$ , for the period between 2013 and 2019.

Assessing the unitary cost of CO<sub>2</sub> emissions generated by the thermal production in MIBEL supported by Demand (relationship between cost considering CO<sub>2</sub> emissions and total demand in MIBEL), over the various stages of implementation of the EU ETS, it appears that the observed values of 2.96 €/MWh for Phases I and II and 1.75 €/MWh for Phase III are a complementary result to the regressive model, which shows the evidence to the importance of the electricity demand coverage by renewable technologies, clean of CO<sub>2</sub> emissions. The cost associated with such emissions is, in fact, a cost component in the process of the electricity price formation at MIBEL, which reinforces the importance of the decarbonisation policies followed by Portugal and Spain.

In order to strengthen the integrity and to ensure the efficient functioning of the CO<sub>2</sub> emission allowance market, including the global supervision of the trading activity, it was considered appropriate to complement the measures taken under Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council, fully integrating allowances within the scope of Directive 2014/65/EU of the European Parliament and of the Council of 15 May 2014, on markets in financial instruments (MiFID II) and Regulation (EU) No 600/2014 of the European Parliament and the Council (MiFIR), classifying them as financial instruments<sup>4</sup>. In addition, regarding to the framework for derivatives on allowances in European Union Regulation No 648/2012 of the European Parliament and of the Council of 4 July 2012 on OTC<sup>5</sup> derivatives, central counterparties and transaction repositories (EMIR), it should be noted that they are covered by this Regulation, since they fall within the concept of derivative contract for the purposes of applying the referred Regulation.

<sup>4</sup> According to recital 11 of MiFID II, the integration of the emission allowances market within the scope of MiFID II was considered necessary following several fraudulent practices identified in the secondary markets in emission allowances.

<sup>5</sup> According to paragraph 7 of Article 2 of EMIR, 'OTC derivative' or 'OTC derivative contract' corresponds to "a derivative contract the execution of which does not take place on a regulated market within the meaning of Article 4(1)(14) of Directive 2004/39/EC or on a third-country market considered to be equivalent to a regulated market in accordance with Article 2a of this Regulation".

## SUMÁRIO EXECUTIVO

A criação do *EU Emission Trading System* (EU ETS) constitui, hoje, um dos elementos de estratégia da União Europeia para o combate às alterações climáticas, e teve como antecedente, preponderante e único, o compromisso assumido no Protocolo de Quioto (PQ), visando limitar as emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE) dos países desenvolvidos.

A União Europeia (UE) é signatária do PQ, através dos seus Estados-Membros, tendo sido definida uma série de objetivos de redução das emissões CO<sub>2</sub>, distribuída pelos vários Estados-Membros, no âmbito do Acordo entre as Partes (*Burden Sharing Agreement*).

Ao nível europeu, o sistema de verificação dos compromissos assumidos pelos países subscritores relativos às emissões de GEE é concretizado no EU ETS através de um mecanismo de mercado baseado na utilização de licenças de emissão (*European Union Allowance* - EUA) pelas atividades económicas emitentes.

O EU ETS é um mecanismo de mercado baseado num esquema de *cap and trade*, no qual é estabelecido um volume máximo de emissões e é atribuído um valor económico às licenças de emissão de CO<sub>2</sub>. Trata-se de um sistema assente em mecanismos de transação de licenças onde as atividades económicas emitentes com potencial de redução das emissões a um baixo custo terão um incentivo para vender tais licenças a atividades económicas emitentes com maior dificuldade de reduzir as suas emissões devido ao seu custo elevado. Esta interação comercial entre agentes emitentes das mais diversas atividades económicas, resulta num mercado de licenças de emissão ou “mercado de carbono”.

O regime para a criação do comércio de direitos de emissão de GEE foi estabelecido pela Diretiva 2003/87/CE do Parlamento e do Conselho, de 13 de outubro de 2003. O EU ETS é dividido em três fases:

- **Fase I:** que abrangeu o período compreendido entre 2005 e 2007;
- **Fase II:** que abrangeu o período entre os anos de 2008 e 2012; e,
- **Fase III:** que compreende o período entre 2013 e 2020.



Espanha e Portugal, enquanto Estados-Membros da UE, são partes integrantes do PQ da Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas para as alterações Climáticas (UNFCCC – *United Nations Framework Convention on Climate Change*<sup>1</sup>), tendo estes países definido metas de redução das emissões de CO<sub>2</sub> ao longo de cada fase de implementação do EU ETS ao abrigo do Acordo entre as partes. Os países ibéricos, em 2018, superaram as metas de redução definidas e prevê-se resultado semelhante em 2020.

Importa referir ainda que, no âmbito do EU ETS, a alocação de direitos de emissão de CO<sub>2</sub> é realizada através de dois mecanismos distintos:

- **Alocação gratuita** de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, regulamentada através da Decisão da Comissão, de 27 de abril de 2011<sup>2</sup> (Decisão 2011/278/UE). Nas Fase I (2005-2007) e Fase II (2008-2012) do EU ETS a maior parte das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> foram atribuídas de maneira gratuita. Na Fase III (2013-2020) as licenças de emissão de CO<sub>2</sub> foram atribuídas através de um mecanismo de leilões;
- **Leilões de atribuição** de licenças de emissão CO<sub>2</sub>, regulamentada através do Regulamento (UE) n.º 1031/2010 da Comissão Europeia<sup>3</sup>. Durante a Fase I (2005-2007) permitiu-se aos Estados-Membros leiloar 5% do volume total dos direitos de emissão, aumentando, na Fase II (2008-2012), para 10%. Na Fase III (2013-2020), a totalidade das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> foram já atribuídas ao mercado através de leilões.

O EU ETS permitiu tornar “visível” um preço para a emissão do dióxido de carbono, cujo comportamento é explicado através da evolução de um conjunto de variáveis económico-financeiras (*carbon price drivers*). A Figura 1 apresenta a evolução do preço das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> nas diferentes fases de implementação do EU ETS, durante o período de 1 de julho de 2007 a 30 de setembro de 2019.

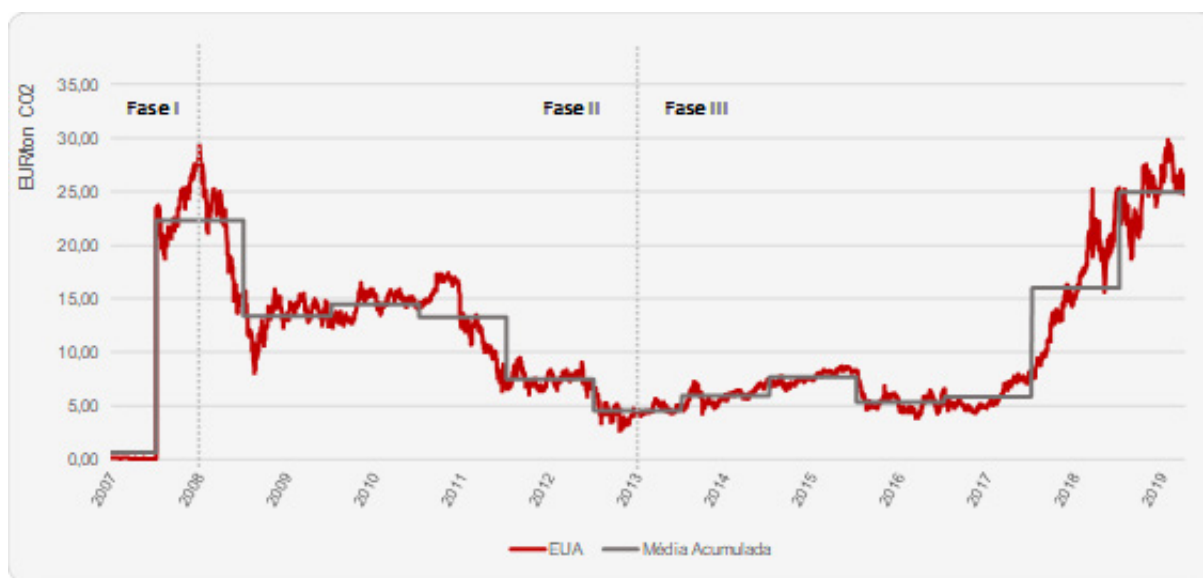
<sup>1</sup> Convenção Quadro da Organização das Nações Unidas, adotada em maio de 1992, com entrada em vigor em março de 1994 e ratificada por Espanha em 1993 (Instrumento de ratificação da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas, elaborada em Nova York em 9 de maio de 1992, de 16 de novembro de 1993) e por Portugal (Decreto-Lei n.º 20/93, de 21 de junho).

<sup>2</sup> Decisão da Comissão, de 27 de abril de 2011, sobre a determinação das regras transitórias da União relativas à atribuição harmonizada de licenças de emissão a título gratuito nos termos do artigo 10.º-A da Directiva 2003/87/CE do Parlamento Europeu e do Conselho.

<sup>3</sup> Regulamento (UE) N.º 1031/2010 da Comisión, de 12 de noviembre de 2010, relativo ao calendário, administração e outros aspectos dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, nos termos da Directiva 2003/87/CE do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à criação de um regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade.



Figura 1 - Evolução macro do preço das EUA.



Fonte: elaboração própria a partir de dados da Thomson Reuters

Durante a Fase I, o preço das EUA atingiu o seu valor máximo de cerca de 29 €/tonCO<sub>2</sub> no final 2008, valor este acompanhado pelo movimento ascendente dos mercados energéticos, especificamente o do preço do petróleo. A Fase II ficou inicialmente marcada pela externalidade da crise financeira internacional que teve um efeito notável nos mercados financeiros e repercursões no mercado de *commodities* de energia, designadamente na descida dos preços do carbono. A partir do final de 2010, após a subida momentânea do preço dos mercados de carbono associada ao acidente da central nuclear de Fukushima, ocorreu uma descida acentuada e contínua dos preços das EUA até ao final da Fase II, que está provavelmente relacionada com a recessão económica sentida na Europa. Finalmente, no período entre o término da Fase II e a entrada da Fase III, verifica-se a queda do preço do carbono para cerca de 3 €/ton<sub>CO<sub>2</sub></sub> devido ao excesso de licenças de emissão observado no mercado motivado pela diminuição da procura, fomentada pela recessão económica, pela crescente penetração de energias renováveis no setor elétrico e no reforço dos investimentos ao nível da eficiência de energia. Embora as previsões futuras apontem para uma tendência crescente no preço das EUA, a incerteza política na esfera do Reino Unido associada ao BREXIT é um dos principais fatores explicativos das flutuações de preço que ocorreram desde o início de 2019, devido ao *dumping* de EUA por parte das empresas britânicas.



Admitindo que o preço da eletricidade é estabelecido de forma a refletir o custo marginal associado à sua produção, a utilização de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> pelos produtores de energia elétrica de base térmica, ainda que atribuídas gratuitamente, assumem a forma de um custo de oportunidade, que deve integrar o custo marginal. Assim, a repercussão dos preços de CO<sub>2</sub> aos preços da eletricidade é inevitável, sendo esta necessária para incentivar o investimento em tecnologias de produção limpas e mais eficientes.

Neste sentido, o presente estudo apresenta um modelo regressivo que permite prever a variável dependente PRECO\_ES (preço do mercado diário da eletricidade em Espanha) em função das variáveis independentes apresentadas na Tabela 1. O modelo permite ainda estimar como o preço das licenças de CO<sub>2</sub> é repercutido no preço da eletricidade.

Variável	Descrição da Variável
TTF	Preço do gás natural <i>Title Transfer Facility</i> (TTF) no mercado holandês em euros/MWhgás.
API2	Preço do carvão API2 (Carvão importado com entrega no Noroeste da Europa e poder calorífico de 6000 kcal/kg) em euros/ton.
BRENT	Preço do Petróleo Brent, baseado no petróleo bruto do Mar do Norte, utilizado como benchmarking internacional em euros/bbl.
EUA	Preço das licenças EU allowances carbon trading - cotação spot das licenças de emissão de CO <sub>2</sub> em euros/ton.
PESO_PRE	Valor percentual do contributo ibérico da produção proveniente da PRE para a satisfação da procura em mercado diário.

O modelo estimado reforça a repercursão positiva do preço do carbono no preço da eletricidade, ao longo das várias fases de implementação do EU ETS, e é dado pelas seguintes equações:

## ESTUDO SOBRE O MERCADO DE LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO<sub>2</sub> - Sumário Executivo

$PRECO\_ES = 24,76 + 1,32 * TTF + 0,08 * API2 + 0,27 * BRENT + 0,29 * EUA - 39,89 * PESO\_PRE$ , para o período compreendido entre 2007 e 2012, e

$PRECO\_ES = 53,88 + 0,42 * TTF + 0,33 * API2 - 0,07 * BRENT + 0,49 * EUA - 62,68 * PESO\_PRE$ , para o período compreendido entre 2013 e 2019.

Avaliando o custo unitário das emissões de CO<sub>2</sub> geradas pela produção térmica no MIBEL suportado pela Procura (relação entre custo com emissões do CO<sub>2</sub> e a procura total no MIBEL), ao longo das várias fases de implementação do EU ETS, constata-se que os valores observados de 2,96 €/MWh para as Fases I e II e de 1,75 €/MWh para a Fase III são resultados complementares ao modelo regressivo, onde se demonstra a evidência da importância da satisfação da procura de eletricidade pelas tecnologias renováveis, limpas de emissão de CO<sub>2</sub>. O custo associado a tais emissões é, de facto, uma componente de custo no processo da formação do preço da eletricidade no MIBEL, o que reforça a importância das políticas de descarbonização seguidas por Portugal e Espanha.

Com o objetivo de reforçar a integridade e garantir o funcionamento eficiente do mercado de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, incluindo a supervisão global da atividade de negociação, foi considerado adequado complementar as medidas tomadas ao abrigo da Diretiva 2003/87/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, integrando plenamente as licenças de emissão no âmbito de aplicação da Diretiva 2014/65/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 15 de maio de 2014, relativa aos mercados de instrumentos financeiros (DMIF II) e do Regulamento (UE) n.º 600/2014 do Parlamento Europeu e do Conselho (MiFIR), classificando-as como instrumentos financeiros<sup>4</sup>. Adicionalmente, no que respeita ao enquadramento dos derivados sobre licenças de emissão no Regulamento da União Europeia n.º 648/2012 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 4 de julho de 2012 relativo aos derivados OTC<sup>5</sup>, às contrapartes centrais e aos repositórios de transações (EMIR), é de referir que os mesmos são abrangidos por este normativo, uma vez que se inserem no conceito de contrato de derivados para efeitos de aplicação do referido Regulamento.

<sup>4</sup> Conforme considerando 11 da MiFID II, a integração do mercado das licenças de emissão no âmbito da DMIF II foi considerada necessário na sequência de várias práticas fraudulentas identificadas nos mercados secundários de licenças de emissão.

<sup>5</sup> De acordo com o número 7 do artigo 2 do EMIR «Derivado OTC» ou «contrato de derivados OTC», corresponde a “um contrato de derivados cuja execução não tenha lugar num mercado regulamentado na aceção do artigo 4.º, n.º 1, ponto 14, da Diretiva 2004/39/CE [corresponde atualmente ao artigo 4.º, n.º 1, ponto 21 da DMIF II] ou num mercado de um país terceiro considerado equivalente a um mercado regulamentado nos termos do artigo 2.º-A do presente regulamento.”



## RESUMEN EJECUTIVO

La creación del *EU Emission Trading System* (EU ETS) constituye uno de los dos elementos de la estrategia de la Unión Europea para combatir el cambio climático, y tiene como principal y único antecedente el Protocolo de Kioto (PK), que tiene el objetivo de limitar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de los países desarrollados.

La Unión Europea (UE) es firmante del PK, a través de sus Estados Miembros, que define una serie de objetivos de reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, distribuidos entre los Estados miembros, en el ámbito del Acuerdo entre las Partes (*Burden Sharing Agreement*).

A nivel europeo, el sistema de verificación de los compromisos asumidos por los países firmantes respecto a las emisiones de GEI se implementa a través del EU ETS, mediante un mecanismo de mercado basado en derechos de emisión (*European Union Allowance - EUA*) para las actividades económicas emisoras.

El EU ETS es un mecanismo de mercado basado en un esquema de cap and trade, a través del cual se establece un volumen máximo de emisiones y se atribuye un valor económico a los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. Se trata de un sistema basado en mecanismos de negociación de derechos de emisión, en el que las actividades económicas emisoras, con potencial de reducción de las emisiones a un coste bajo, tienen incentivos para vender los derechos de emisión a las actividades económicas emisoras con mayor dificultad para reducir sus emisiones, debido a su alto coste. Esta interacción comercial, entre agentes emisores de las más diversas actividades económicas, da como resultado un mercado de derechos de emisión o “mercado de carbono”.

El régimen normativo para la creación del comercio de derechos de emisión de GEI fue establecido a través de la Directiva 2003/87/CE, del Parlamento y del Consejo, de 13 de octubre de 2003. El EU ETS se divide en tres Fases:

- **Fase I:** que abarca el periodo comprendido entre 2005 y 2007;
- **Fase II:** que abarca el periodo entre los años 2008 y 2012; y,
- **Fase III:** que comprende el periodo entre 2013 y 2020.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> - Resumen Ejecutivo

España y Portugal, en cuanto Estados miembros de la UE, son partes integrantes del PK de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (*UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change*<sup>1</sup>), teniendo definidos, ambos países, objetivos de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> a lo largo de cada una de las fases de implementación del EU ETS. En 2018, los países ibéricos superaron las metas de reducción definidas y se preve un resultado similar en 2020.

En el ámbito del EU ETS, la asignación de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> se realiza a través de dos mecanismos distintos:

- La **asignación gratuita** de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, regulada a través de la Decisión de la Comisión de 27 de abril de 2011<sup>2</sup> (Decisión 2011/278/UE). En la Fase I (2005-2007) y en la Fase II (2008-2012) del EU ETS la mayor parte de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> fueron asignados de manera gratuita. En la Fase III (2013-2020) los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> fueron asignados a través de un mecanismo de subastas;
- Las **subastas** de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, reguladas a través del Reglamento 1031/2010 de la Comisión<sup>3</sup>. Durante la Fase I (2005-2007) se permitió a los Estados miembros subastar el 5% del volumen total de derechos de emisión, aumentando al 10% dicho volumen en la Fase II (2008-2012). En la Fase III (2013-2020), la totalidad de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> son asignados a través de subastas.

El EU ETS dota de transparencia al precio del dióxido de carbono, cuyo comportamiento se explica a través de la evolución de un conjunto de variables económico-financieras (*carbon price drivers*). En la Figura 1 se refleja la evolución del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en las diferentes fases de implementación del EU ETS, en el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de septiembre de 2019.

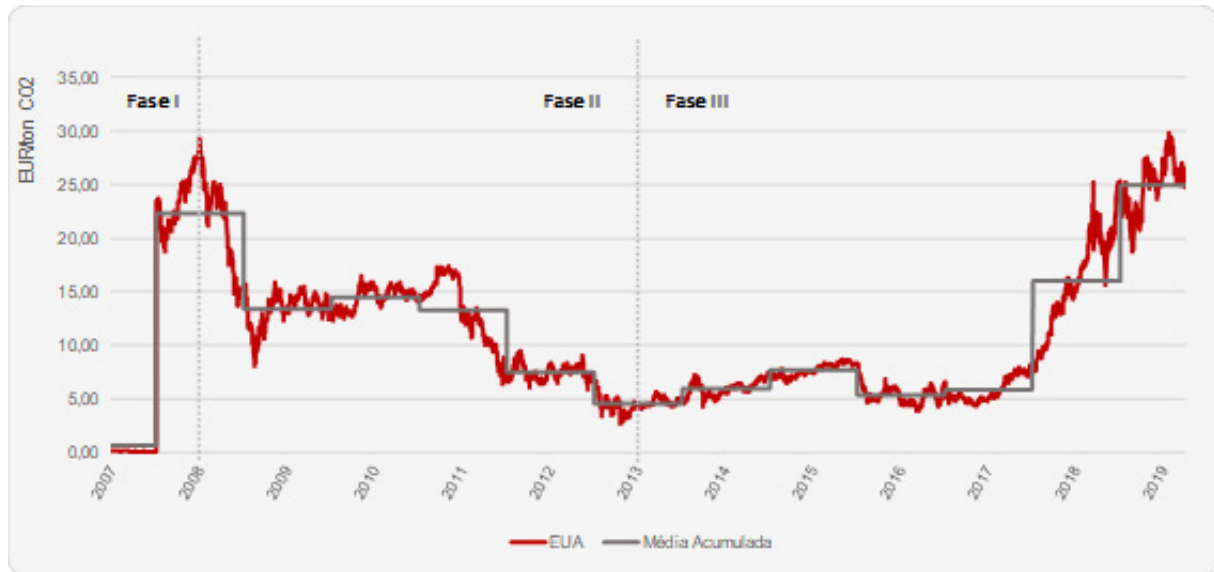
<sup>1</sup> Convención Marco de las Naciones Unidas que fue adoptada en mayo de 1992, con entrada en vigor en marzo de 1994, y ratificada en 1993 por España (Instrumento de ratificación de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, hecho en Nueva York el 9 de mayo de 1992, de 16 de noviembre de 1993) y por Portugal (Decreto Ley N.º 20/93 de 21 de junio).

<sup>2</sup> Decisión de la Comisión, de 27 de abril de 2011, por la que se determinan las normas transitorias de la Unión para la armonización de la asignación gratuita de derechos de emisión con arreglo al artículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

<sup>3</sup> Reglamento (UE) N.º 1031/2010 de la Comisión, de 12 de noviembre de 2010, sobre el calendario, la gestión y otros aspectos de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero con arreglo a la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad.



Figura 1 - Evolución del precio de los EUA.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Thomson Reuters.

Durante la Fase I, el precio de los EUA alcanzó un valor máximo de alrededor de 29 €/ton<sub>CO2</sub> en 2008, acompañado por el movimiento alcista de los mercados energéticos, en particular del precio del petróleo. La Fase II estuvo inicialmente marcada por los efectos de la crisis financiera internacional, que repercutió notablemente sobre los mercados financieros y los mercados de *commodities* de energía, en particular en la caída de los precios del carbono. A partir de finales de 2010, tras una subida momentánea del precio de los mercados de carbono asociada al accidente de la central nuclear de Fukushima, se produjo una continua caída de los precios de los EUA hasta el final de la Fase II, probablemente relacionada con la recesión económica de Europa. Finalmente, en el periodo comprendido entre el final de la Fase II y el inicio de la Fase III, se produjo una caída de los precios del carbono de alrededor de 3 €/ton<sub>CO2</sub> debido al exceso de oferta de derechos en el mercado, como consecuencia de la disminución de la demanda, provocada por la recesión económica, de la creciente penetración de las energías renovables en el sector eléctrico y del aumento de la inversión en materia de eficiencia energética. Aunque las previsiones apuntan a una tendencia alcista del precio de los EUA, la incertidumbre política en el Reino Unido en relación al BREXIT, es uno de los principales factores explicativos de las fluctuaciones del precio desde principios de 2019, debido al *dumping* de EUA por parte de las empresas británicas.

## ESTUDIO SOBRE EL MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE CO<sub>2</sub> - Resumen Ejecutivo

Suponiendo que el precio de la electricidad refleja el coste marginal de producción, los productores de energía eléctrica a partir de tecnologías térmicas incorporan el precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en dicho coste marginal, incluso si se les han asignado de manera gratuita, ya que consideran el coste de oportunidad de dichos derechos. En un mercado competitivo, la repercusión de los precios del CO<sub>2</sub> en los precios de la electricidad es inevitable, siendo necesario para incentivar la inversión en tecnologías de generación limpias y más eficientes.

En el estudio se realiza un modelo de regresión que permite prever la variable dependiente PRECIO\_ES (precio del mercado diario de electricidad en España) en función de las variables independiente reflejadas en el Cuadro 1. El modelo también permite estimar cómo se repercute el precio de los derechos de emisión en el precio de la electricidad.

**Cuadro 1 - Variables independientes utilizadas en el modelo de regresión**

Variable	Descripción de la Variable
TTF	Precio del gas natural Title Transfer Facility (TTF) en el mercado holandés en euros/MWh <sub>gas</sub>
API2	Precio del carbón API2 (Carbón importado con entrega en el Noroeste de Europa y poder calorífico de 6000 kcal/kg) en euros/ton
BRENT	Precio del Petróleo Brent, basado en el petróleo bruto del Mar del Norte, utilizado como benchmarking internacional en euros/bbl.
EUA	Precio de los EU allowances carbon trading - cotización spot de los derechos de emisión de CO <sub>2</sub> en euros/ton.
PESO_PRE	Valor porcentual de la contribución de la generación ibérica PRE sobre la cobertura de la demanda del mercado diario.

A través del modelo estimado se verifica la relación positiva entre el precio de los derechos de emisión y el precio de la electricidad, a lo largo de las tres fases de implementación del EU ETS, representada por las siguientes ecuaciones:



$PRECO\_ES = 24,76 + 1,32*TTF + 0,08*API2 + 0,27*BRENT + 0,29*EUA - 39,89*PESO\_PRE$ , para el periodo comprendido entre 2007 y 2012, y

$PRECO\_ES = 53,88 + 0,42*TTF + 0,33*API2 - 0,07*BRENT + 0,49*EUA - 62,68*PESO\_PRE$ , para el periodo comprendido entre 2013 y 2019.

Al analizar el coste unitario que es soportado por la demanda total de electricidad en el MIBEL, en relación a las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas por la producción térmica despachada en el mercado diario (en euros por cada unidad de energía eléctrica comprada en el mercado diario), a lo largo de las fases de implementación del EU ETS, se obtiene un valor estimado de 2,96 €/MWh para las Fases I y II, y de 1,75 €/MWh para la Fase III, que son resultados complementarios a los del modelo de regresión, en el que se pone en evidencia la importancia de cubrir la demanda de electricidad a través de tecnologías renovables, sin emisiones de CO<sub>2</sub>. El coste asociado a dichas emisiones es, de hecho, uno de los componentes de coste en el proceso de formación del precio de la electricidad en el MIBEL, lo que refuerza la importancia de las políticas de descarbonización seguidas por España y Portugal.

Con el objetivo de reforzar la integridad y garantizar el funcionamiento eficiente del mercado de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, incluyendo la supervisión general de la actividad de negociación, se consideró adecuado completar las medidas adoptadas a través de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, con la integración de los derechos de emisión en el ámbito de aplicación de la Directiva 2014/65/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de mayo de 2014, relativa a los mercados de instrumentos financieros (MiFID II), y del Reglamento (UE) N° 600/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo (MiFIR), clasificándolos como instrumentos financieros<sup>4</sup>. Por su parte, los contratos de derivados sobre derechos de emisión quedan dentro del ámbito de aplicación del Reglamento de la Unión Europea N° 648/2012 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 4 de julio de 2012 relativo a los derivados OTC<sup>5</sup>, las entidades de contrapartida central y los registros de operaciones (EMIR), toda vez que dichos contratos están dentro del concepto de contratos de derivados a efectos de aplicación de este Reglamento.

<sup>4</sup> De acuerdo con el considerando 11 de la MiFID II, la integración del mercado de derechos de emisión en el ámbito de la MiFID II fue considerada necesaria en el contexto de una serie de prácticas fraudulentas identificadas en los mercados secundarios de dichos derechos.  
<sup>5</sup> De acuerdo con el apartado 7 del artículo 2 de EMIR “«derivado extrabursátil» o «contrato de derivados OTC»: un contrato de derivados cuya ejecución no tiene lugar en un mercado regulado, tal como se define en el artículo 4, apartado 1, punto 14, de la Directiva 2004/39/CE [que se corresponde actualmente con el artículo 4, apartado 1, punto 21 de la MiFID II] o en un mercado de un tercer país que se considere equivalente a un mercado regulado de conformidad con el artículo 2.º-A del presente Reglamento.”



