

ESTUDO SOBRE O MERCADO DE LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂

Conselho de Reguladores
do MIBEL



FICHA TÉCNICA:

Edição (*online*):

Conselho de Reguladores do MIBEL

Título:

Estudo sobre o Mercado de Licenças de Emissão de CO₂

Processo de Aprovação:

Procedimento de *fast track* pelo Conselho
de Reguladores do MIBEL, a 24 de julho de 2020

ISBN: 978 - 989 - 53010 - 0 - 3

ÍNDICE

1. REGIME DE COMÉRCIO DE LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂	4
1.1. Regime de Comércio de Licenças de Emissão de CO ₂ da União Europeia	4
1.2. Regime de Comércio de Licenças de Emissão de CO ₂ em Espanha	7
1.3. Regime de Comércio de Licenças de Emissão de CO ₂ em Portugal	11
2. ATRIBUIÇÃO DE LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂	14
2.1. O mercado de licenças de emissão de CO ₂	14
2.2. Atribuição gratuita de direitos de emissão de CO ₂	21
2.3. Atribuição Mediante Procedimento de Leilão	26
3. EVOLUÇÃO DO PREÇO DAS LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂	31
3.1. Análise da evolução do preço das EUA ao longo das fases de funcionamento do EU ETS	31
3.2. Resumo da Evolução macro do preço das licenças de emissão de CO ₂	38
4. IMPACTO DAS LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂ NOS PREÇOS DA ELETRICIDADE	42
4.1. Análise Teórica	42
4.2. Análise Estatística	46
4.3. Evolução das emissões de CO ₂ no MIBEL	64
5. LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂ E A NORMATIVA FINANCEIRA	73
5.1. Enquadramento das licenças de emissão de CO ₂ no âmbito da DMIF II	73
5.2. Enquadramento dos derivados sobre licenças de emissão no âmbito do EMIR	77



1. REGIME DE COMÉRCIO DE LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂

1.1. REGIME DE COMÉRCIO DE LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂ DA UNIÃO EUROPEIA

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 Protocolo de Quioto (PQ).

O PQ¹ foi o primeiro tratado jurídico internacional que explicitou a primeira acção no seio da Organização das Nações Unidas à problemática das alterações climáticas ao impor limites nas emissões quantificadas de Gases com Efeito de Estufa (GEE) dos países desenvolvidos. Foi introduzido em dezembro de 1997 na COP 3 – Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas para as alterações Climáticas (*UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change*²), contudo, apenas ratificado pelos 141 países subscritores em fevereiro de 2005. Entrando em vigor a 21 de março de 1994, os países do Anexo I³ assumiram o compromisso de reduzir a um nível global as suas emissões de GEE, no período de 2008-2012, em pelo menos 5% em relação às emissões registadas em 1990. Por simplificação, uma vez que é abrangido pelo PQ vários GEE (Anexo A⁴) foi definida uma unidade de medida para conversão dos GEE numa unidade comum de acordo com o seu potencial de aquecimento global: toneladas equivalentes de dióxido de carbono (tonCO₂-eq), sendo o carbono o gás de referência.

Ao nível europeu, a União Europeia é compreendida pelo PQ como um conjunto, tendo começado com o objectivo de redução das emissões em 8%, entre 2008 e 2012, face aos níveis de 1990, distribuidamente pelos vários Estados-Membros no âmbito de Acordo entre as Partes (*Burden Sharing Agreement*). O sistema de verificação dos compromissos assumidos pelos países subscritores relativos às emissões de GEE é conseguida através de um mecanismo de mercado baseado na utilização de licenças de emissão

¹ El Protocolo de Kioto fue aprobado por la Unión Europea, con trasposición directa para los Estados miembros, en 2002 (Decisión 2002/358/CE).

² 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).

³ El Anexo I de la UNFCCC está constituido por los países integrantes diferenciados entre países desarrollados y economías en transición hacia una economía de mercado.

⁴ El Anexo A incluye los siguientes GEI, por orden de importancia: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFCs), perfluorocarbonos (PFCs) y hexafluoruro de azufre (SF₆).

(*European Union Allowance* - EUA) pelas atividades económicas emitentes. Os objetivos assumidos por cada país para determinada Fase de cumprimento são expressos por nível de emissões permitidas (*allowed emissions*) ou de quantidades atribuídas (*assigned amounts*). Adicionalmente, existe também uma divisão das emissões permitidas nas designadas Unidades de Quantidade Atribuída⁵ (AAU – *Assigned Amount Unit*). Cada país pode alcançar as metas assumidas por duas vias, pela utilização direta das licenças atribuídas inicialmente (*Initial Report*) ou através do recurso a três mecanismos complementares definidos no âmbito do PQ: Comércio de Emissões, Implementação Conjunta (JI – *Joint Implementation*) ou Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (CDM – *Clean Development Mechanism*). O primeiro mecanismo permite a possibilidade de transação entre vários países das diferentes unidades ou licenças de emissão. Os dois restantes mecanismos consistem na determinação de projetos visando a redução de emissões, cuja execução confere licenças de emissão ao país do Anexo B⁶ responsável pela sua implementação.

No âmbito do CDM, é permitido aos países do Anexo B a realização de investimento nos Países do Anexo I da UNFCCC em projectos de redução de emissões com energias renováveis, de aquisição de licenças de direitos de emissão adicionais e atividades LULUCF⁷ (*land use, land-use change and forestry*). No âmbito destes projetos, e emitidas pelo próprio CDM, as unidades atribuídas são denominadas de Certificados de Redução de Emissões (CER – *Certified Emission Reduction*).

Os projetos executados no âmbito do mecanismo JI podem ser executados em Países do Anexo I com economias em transição para uma economia de mercado da UNFCCC, resultando na emissão das Unidades de Redução de Emissões (ERU – *Emission Reduction Unit*) pelos países que alojam projetos por cancelamento de AAUs nas quais foram atribuídas no âmbito do *Initial Report*. Estes países beneficiam da aquisição das ERUs a um preço inferior bem como de investimentos realizados pelos países abrangidos pelo Anexo I da UNFCCC em detrimento da realização de projetos equivalentes de redução de emissão de CO₂ de âmbito nacional, com maior custo.

⁵ Cada AAU corresponde a uma tonelada equivalente de CO₂ (1 ton. CO₂). En el caso de Portugal, fueron asignadas las siguientes AAU: cantidad de emisiones en 1990 (en Mton.CO₂) x (1 + 27%). En el caso de España, fueron asignadas las siguientes AAU: cantidad de emisiones en 1990 (en Mton.CO₂) x (1 + 15%).

⁶ Países en vías de desarrollo.

⁷ Este tipo de proyectos, también denominados sumideros, otorgan derechos de emisión específicos, con la particularidad de que no pueden negociarse – Unidades de Absorción (RMU – *Removal Unit*) –: son unidades expedidas en equivalencia a la absorción de CO₂ producida por actividades de uso de la tierra.



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 no qual é atribuído um valor económico às licenças de emissão de CO₂. Trata-se de um sistema assente em mecanismos de transação de licenças de emissão onde as atividades económicas emitentes com potencial de redução das emissões a um baixo custo terão um incentivo para vender as licenças de emissão às 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”.

Todas as unidades (CER, AAU, ERU, RMU) podem ser utilizadas por todos os Países do Anexo B, com o objetivo de garantir o cumprimento das metas estabelecidas no PQ. Adicionalmente, dependendo do balanço entre as unidades de emissão em carteira e as emissões verificadas, cada país tem a possibilidade de comprar unidades em excesso de países que cumpriram as suas metas ou vender unidades a países terceiros. No final da Fase de cumprimento, cada país deve apresentar o balanço entre as compras e as vendas das unidades de emissão que, somado ao total de unidades de emissão alocadas, deve ser igual ou superior à quantidade de emissões verificadas. Em alternativa de vender as unidades de emissão, quando o valor for superior às emissões verificadas, o país portador poderá guardar as licenças de emissão (*banking allowances*) para fases seguintes de cumprimento (*carry over*). Caso contrário, o país será alvo de penalização que corresponde à aquisição do déficite de unidades de emissão no mercado.

A supervisão do inventário e do registo de transações dos instrumentos de carbono, licenças de emissão e CER é gerido pela Comissão Europeia através do *European Union Transaction Log* (EUTL), e ao nível internacional, no âmbito do PQ, pela UNFCCC através do *International Transaction Log* (ITL).

As unidades de licença de emissão resultam da conversão das AAU atribuídas à União Europeia no âmbito do PQ e representam, em termos unitários, 1 tonelada de emissões de CO₂. Deste modo, constituem o ativo central do sistema EU ETS, sendo emitidas pelos Estados-Membros e alocadas às instalações abrangidas pelo sistema.

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.

Atualmente, estão sendo realizadas as ações pela União Europeia necessárias à preparação da quarta fase do EU ETS, que irá abranger o período entre 2021 e 2030.

Adicionalmente – y en el marco del denominado Pacto Europeo Verde (European Green Deal) – la Comisión Europea ha señalado su intención de revisar, en junio de 2021, la Directiva 2003/87/CE que establece el régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

1.2. REGIME DE COMÉRCIO DE LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂ EM ESPANHA

Espanha assumiu o compromisso internacional de reduzir suas emissões de GEE ao nível da UNFCCC (no âmbito do PQ) e da União Europeia. O comércio de licenças de emissão de GEE é regulado pela Ley 1/2005, de 9 de março (transposição ao regime jurídico espanhol da Directiva 2003/87/CE).

Para a Fase II (anos 2008-2012), o primeiro período de compromisso do PQ, a Espanha limitou o aumento das suas emissões de GEE tendo como permissa evitar exceder as emissões em mais de 15% do nível das emissões verificadas no ano base (1990).

Para os oito anos seguintes, Fase III (período compreendido entre 2013-2020), e que corresponde ao segundo período de compromisso do PQ, estabeleceu-se um objetivo de redução das emissões ao nível europeu através do Pacote Europeu de Energia e Clima. Este, por sua vez, define os objetivos específicos a serem alcançados em 2020 em termos de energia renovável, eficiência energética e na redução das emissões de GEE. Em concreto, as emissões de GEE da União Europeia, como um todo, deveriam ser reduzidas em 20% em relação aos níveis verificados no ano base a partir de dois grandes pilares:

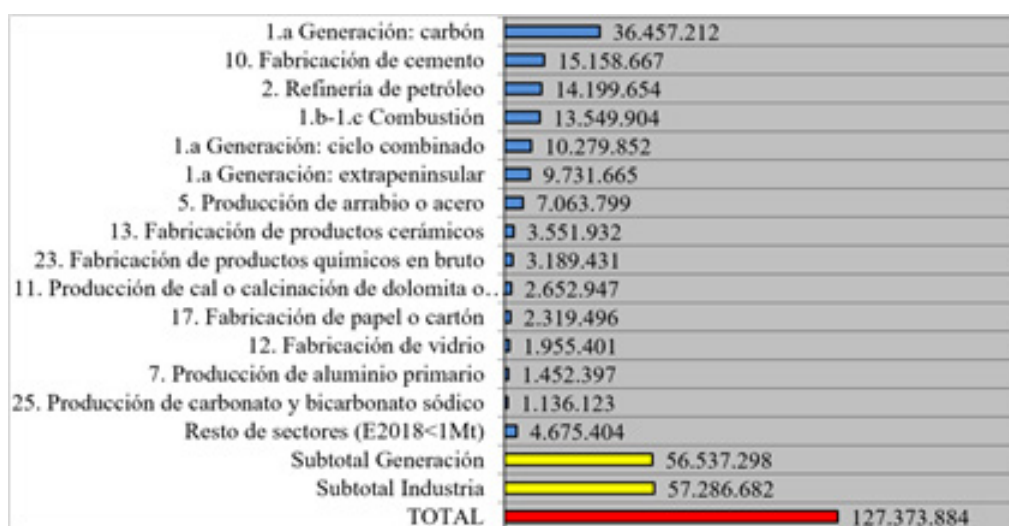
- No que se refere as **emissões de CO₂ dos setores mais intensivos no uso de energia** (geração, siderurgia, refinação, papel, cimento, vidro, entre outros) abrangidos pelo EU ETS, o objetivo aplicado a estes setores é o de alcançar, em 2020, uma redução das suas emissões de GEE em 21% em relação aos níveis observados de 2005. Este objetivo é definido ao nível europeu e não existe distribuição de esforços entre os Estados-Membros;
- Para as **emissões remanescentes, provenientes de outros setores**, também há um objetivo a ser alcançado até 2020. Trata-se de uma redução nas emissões comunitárias de GEE de 10% face aos



níveis de 2005, aplicável também a Espanha. Neste caso, o esforço necessário para alcançar essa redução global é partilhado entre os Estados-Membros através da Decisão 406/2009/CE, de 23 de abril (Decisão relativa aos esforços a realizar pelos Estados-Membros para redução das suas emissões de GEE a fim de respeitar os compromissos de redução das emissões da Comunidade até 2020).

A Figura 1-1 mostra as emissões verificadas de CO₂ em Espanha para o ano de 2018, enquanto que a Figura 1-2 apresenta a comparação entre as emissões verificadas de CO₂ entre 2017 e 2018⁸. Além da grande relevância do setor da produção de energia elétrica no nível de emissões de CO₂ em Espanha, verifica-se que o total de emissões das instalações abrangidas pelo comércio de licenças de emissão de GEE registou, em 2018, 127,37 milhões de toneladas equivalentes de CO₂. Este valor representa uma diminuição de 36% em relação ao ano de 2005, ano em que o EU ETS começou a ser aplicado, e de 6,6% em relação ao ano de 2017.

Figura 1-1 Emissões de CO₂ em 2018, em ton_{CO2}-eq



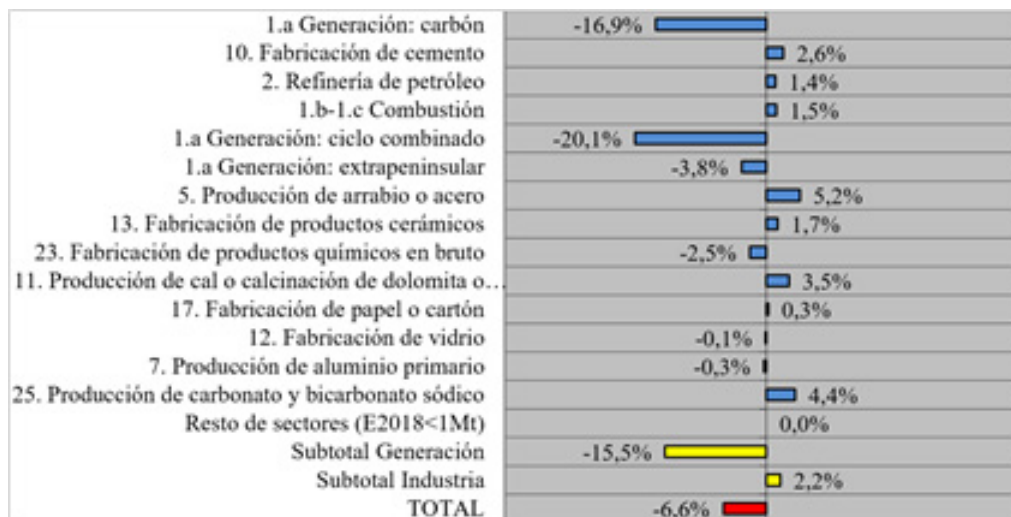
Fonte: “Balance Sectorial Aplicación Ley 1/2005 (Año 2018)⁹, Ministerio para la transición ecológica – Gobierno de Espanha”.

⁸ Estes são os dados mais recentes disponibilizados pelo Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico do Governo Espanhol.

⁹ Não constam todas as atividades definidas no âmbito de aplicação da Ley 1/2005, apenas aquelas cujas emissões superaram, em 2018, 1 milhão de toneladas equivalentes de CO₂.

A diminuição observada entre 2017 e 2018 deve-se, essencialmente, à queda das emissões de CO₂ provenientes do setor de produção de energia elétrica, que reduziram as suas emissões em cerca de 15,5%. As emissões de CO₂ proveniente das centrais a carvão e das centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT) caíram significativamente: 16,9% e 20,1%, respectivamente. A principal razão para tal comportamento está relacionada, sobretudo, com a elevada hidraulicidade verificada em 2018¹⁰. Estes dados reforçam o compromisso da Espanha no cumprimento das metas definidas no âmbito do EU ETS.

Figura 1-2 Emissões de CO₂ em 2018 frente a 2017: (E2018-E2017)/E2017



Fonte: "Balance Sectorial Aplicación Ley 1/2005 (Año 2018), Ministerio para la transición ecológica – Gobierno de Espanha".

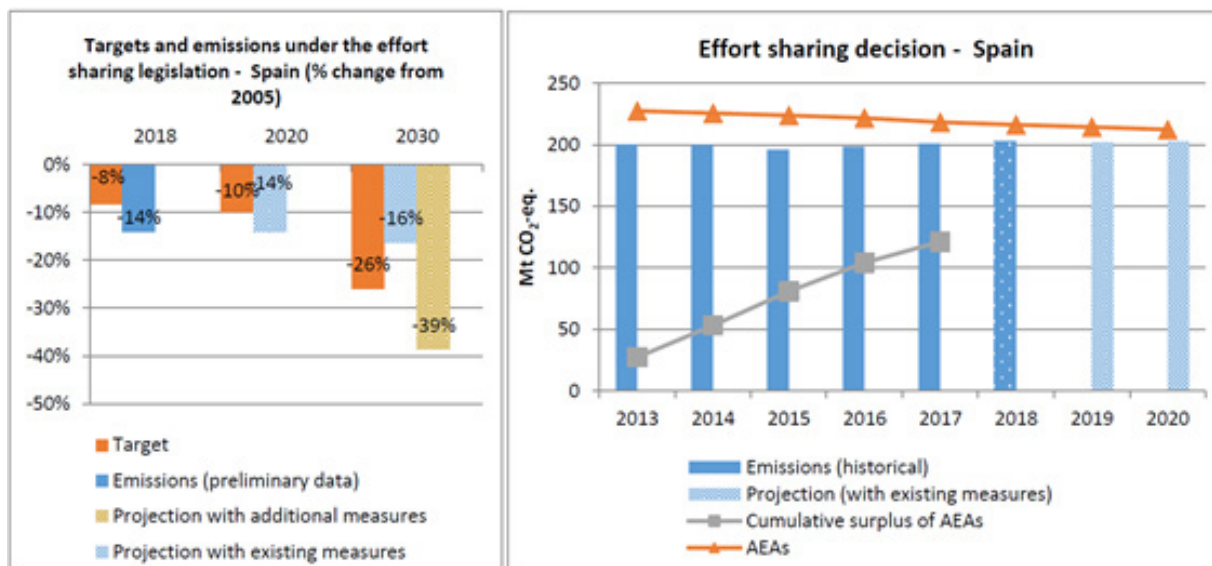
As metas de redução de emissões de GEE para 2030 estão refletidas nas conclusões do Conselho Europeu, de outubro de 2014, onde foi aprovado o "2030 Climate & Energy Framework" para o período de 2021-2030, com o objetivo de garantir a continuidade do Pacote Europeu de Energia e Clima. Os principais objetivos deste novo programa são: i) um objetivo vinculativo para a União Europeia, em 2030, de pelo menos 40% menos emissões de GEE em comparação com o nível observado em 1990; ii) um objetivo vinculativo para a União Europeia, em 2030, de pelo menos 27% de energia renovável no consumo de energia; iii) uma meta indicativa para a União Europeia, em 2030, de pelo menos uma melhoria de 27% na eficiência energética; e, iv) a realização urgente, até 2020, de atingir o objetivo de 10% de interligação elétrica transfronteiriça, em particular endereçado aos Países Bálticos e à Península Ibérica, elevando esse objetivo para 15% até 2030.

¹⁰ Segundo dados da Red Eléctrica de España (REE), a geração de energia hidráulica em 2018 foi 85% maior que em 2017.



A Figura 1-3 permite tirar conclusões interessantes sobre o desempenho da Espanha frente aos compromissos assumidos internacionalmente na redução das emissões de CO₂. No lado esquerdo da figura, verifica-se que Espanha superou as metas de redução em 2018, e espera-se que este resultado seja repetido em 2020, com uma redução de 14% no nível das emissões quando comparado com 2005, o que significaria uma redução de 4 pontos percentuais a mais do que a meta define. Para 2030, projeta-se uma possível dificuldade de cumprimento das metas estabelecidas, o que pode ser contornado com a implementação de medidas adicionais, que podem levar a uma redução de 39% das emissões face a 2005. No lado direito da figura, apresenta-se a evolução histórica do esforço espanhol no cumprimento das suas metas no período compreendido entre 2013 e 2018, com projeções para 2019 e 2020. Entre 2013 e 2017, verificou-se um aumento considerável no saldo positivo acumulado das Alocações de Emissões Anuais (AEA)¹¹.

Figura 1-3 Metas e Emissões de CO₂ em Espanha: histórico e projeções.



Fonte: Country fact sheet: Spain, Comissão Europeia.

¹¹ Metas anuais definidas para o Estado-Membro.

1.3. REGIME DE COMÉRCIO DE LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂ EM PORTUGAL

Similarmente com Espanha, Portugal, como Estado-Membro da União Europeia, também é parte integrante do PQ da UNFCCC. Logicamente, devido à existência de países menos desenvolvidos do que outros, com diferentes necessidades de consumo de energia e, conseqüentemente, com níveis distintos de emissões de GEE, não existe homogeneidade entre os diferentes Estados-Membros. Nesse sentido, desenvolveu-se um Acordo entre as Partes, tendo sido definido, para Portugal, a primeira meta (período entre 2008 e 2012) da não transposição das emissões em mais de 27%, comparativamente aos valores registados em 1990.

De forma a cumprir os compromissos e proceder à monitorização do grau de implementação do EU ETS em Portugal, partiu-se da elaboração de um Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC), em 2000, visando o estabelecimento de estratégias, medidas e políticas a implementar. Este programa foi aprovado apenas em 2004, sendo mais tarde reformulado para PNAC 2006, com vista a consolidar as medidas efetivamente concretizadas e adotar um novo e reforçado pacote de políticas em vários setores suscetíveis de aproximar a situação nacional dos compromissos internacionais em causa¹². Em paralelo, com a aprovação do PNAC, foi estabelecido um valor mínimo¹³ para o Fundo Português de Carbono¹⁴ (FPC), de forma a garantir investimento em mecanismos de flexibilidade.

Com a entrada em vigor do EU ETS em 2005, este sistema teve como pressupostos de funcionamento uma parte centralizada na Comissão Europeia¹⁵, e outra parte, descentralizada nos EM, sendo que cada um ficava responsável pela alocação das licenças de emissão pelas várias instalações integrantes do sistema.

Este mecanismo de atribuição das EUA parte de decisões tendo por base os compromissos assumidos por cada um dos Estados-Membros no âmbito do PQ, sendo que, numa segunda instância a decisão é tomada individualmente por cada Estado-Membro, estando refletida no Plano Nacional de Alocação de Licenças de Emissão (PNALE).

¹² Aprovado em “Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006, de 23 de agosto”.

¹³ Este valor é previsto anualmente pelo Orçamento de Estado.

¹⁴ Consiste num instrumento financeiro, para aplicar em projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (CDM), de Implementação Conjunta (JI) e de comércio internacional de licenças de emissão, de forma a que, em conjunto com o PNAC e o PNALE, Portugal consiga cumprir o PQ.

¹⁵ Entidade central, responsável pela implementação de diretivas que definem os objetivos, estrutura do sistema, coberturas, regras de funcionamento e setores que devem ser incorporados.



Neste sentido, foi elaborado pelo Estado Português no ano de 2004, a partir da transposição da diretiva 2003/87/CE, de 13 de outubro, o PNALE I de forma a dar início a Fase experimental durante os anos de 2005-2007. Passada esta Fase, verificou-se que o PNALE I ainda não estava bem definido devido ao facto de que as emissões atribuídas a Portugal eram superiores às verificadas, o que consequentemente correspondeu a uma falta de incentivo por parte das várias entidades participantes para emitir menos CO₂, podendo até lucrar com a venda de licenças de emissões.

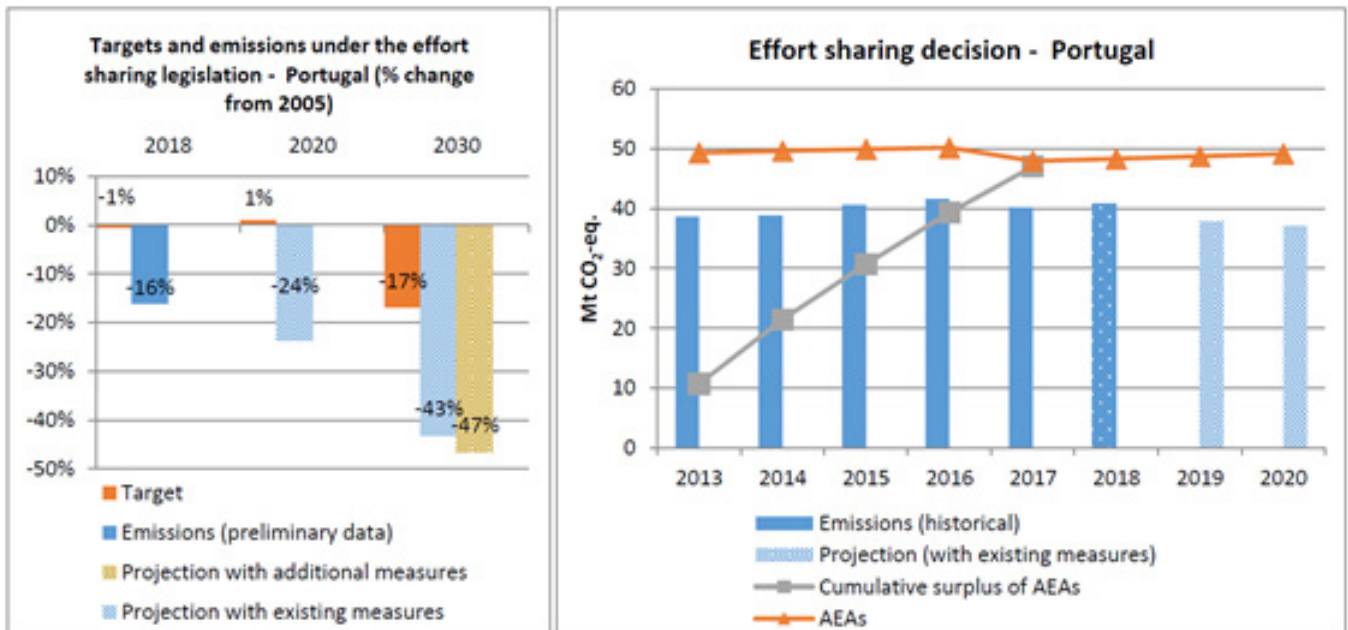
Decorrendo deste resultado, como forma de retificação, desenvolveu-se o PNALE II tendo como base as projeções das emissões do PNAC de 2006 para a Fase seguinte (o período de 2008-2012).

Na Fase III (no período de 2013-2020), com a publicação da nova Diretiva 2009/29/CE, de 23 de abril, incluída no Pacote de Energia e Clima do Parlamento Europeu, verificou-se um alargamento do âmbito com a introdução de novos gases e setores, a quantidade total de licenças de emissão determinada a nível comunitário e a atribuição de licenças de emissão com recurso a leilão, mantendo-se marginalmente a atribuição gratuita, realizada com recurso a *benchmarks*¹⁶.

A Figura 1 4 traz informações interessantes sobre o desempenho de Portugal frente aos compromissos assumidos no âmbito da redução das emissões de CO₂. No lado esquerdo da figura, verifica-se que Portugal superou significativamente as metas de redução em 2018, e espera-se que este resultado seja melhor em 2020, com uma redução de 24% no nível das emissões de CO₂ quando comparado com 2005. Para 2030, projeta-se um cenário bastante positivo para Portugal, que deve alcançar um nível de redução das emissões de CO₂ em cerca de 43% frente ao ano de 2008. Este resultado significaria o cumprimento total das metas aplicáveis a Portugal (17%), com reduções adicionais de cerca de 26 pontos percentuais. No lado direito da figura, apresenta-se um breve histórico do esforço português no cumprimento das suas metas no período compreendido entre 2013 e 2018, com projeções para 2019 e 2020. Observa-se que, entre 2013 e 2017, houve um aumento considerável no saldo positivo acumulado das Alocações de Emissões Anuais (AEA).

¹⁶ Segundo a Agência Portuguesa do Ambiente em <https://apambiente.pt/index.php?ref=17&subref=295>, que detêm o papel de Autoridade Competente, com responsabilidades de coordenação geral do processo do comércio europeu de licenças de emissão nos termos da legislação nacional prevista no Decreto-Lei nº 56/2012, de 12 de março.

Figura 1- 4 Metas e Emissões de CO2 em Portugal: histórico e projeções.



Fonte: Country fact sheet: Portugal, Comissão Europeia.



2. ATRIBUIÇÃO DE LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂

2.1. O MERCADO DE LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂

O sistema de comércio de direitos de emissão da União Europeia (EU ETS), com entrada em vigor a 1 de janeiro de 2005, funciona segundo a definição de um limite máximo (*cap*)¹⁷ de emissões de GEE para as instalações abrangidas pelo EU ETS¹⁸, que se vai reduzindo ao longo do tempo com o objetivo de atingir os compromissos de redução de emissões que se vão estabelecendo. Dentro do limite (*cap*) estabelecido, as instalações podem receber, comprar ou vender licenças de emissão em função das suas necessidades. Adicionalmente, podem adquirir determinadas quantidades (limitadas) licenças de emissão resultantes de projetos de redução de emissões de qualquer parte do mundo (possibilidade de importação de direitos de emissão de CO₂). No final de cada ano, cada instalação tem obrigação de entregar as licenças de emissão correspondentes às emissões reais, verificadas ao longo do ano, sendo sancionadas em caso de incumprimento. Caso uma instalação apresente um excesso de licenças de emissão, por exemplo, devido à redução das mesmas poderá fazer um *banking* para cobrir necessidades futuras ou vender a outras instalações.

Durante a Fase I (2005-2007) e a Fase II (2008-2012) do EU ETS, a implementação de medidas em cada Estado-Membro foi realizada através de Planos Nacionais de Alocação de Licenças de Emissão (PNALE), que incluíam o número total de licenças de emissão atribuídas a cada país, bem como as regras a aplicar para determinar as emissões de cada instalação. Os PNALE deixaram de ter efeito desde 1 de janeiro de 2013, data a partir da qual foi adotada uma abordagem comunitária e não-nacional tanto em termos de determinação do volume total dos direitos de emissão como em relação à metodologia para alocação dos mesmos.

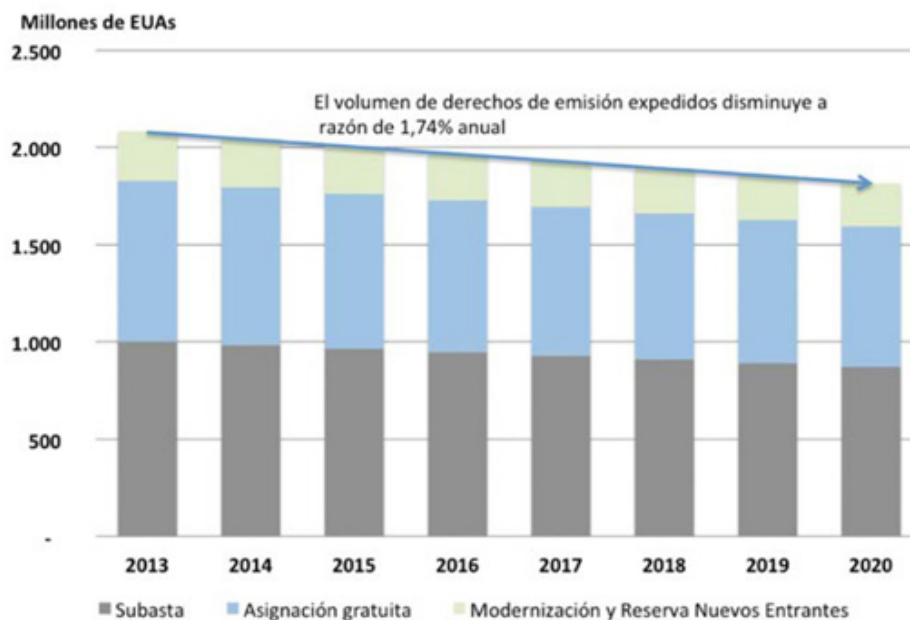
Na Fase III (2013-2020) para atingir a meta de redução de 20% dos Gases com Efeito de Estufa para 2020 em comparação com os níveis verificados em 1990, procedeu-se à alteração da Diretiva 2003/87/CE com vista a estender o âmbito de aplicação do EU ETS a novos setores e fixando um limite máximo

¹⁷ De acordo com o ponto 5 do artigo 19 da Diretiva 2003/87/CE.

¹⁸ EU ETS abrange cerca de 11.000 instalações industriais, centrais de produção de energia elétrica e o setor da aviação dos 28 Estados-Membros da UE bem como a Islândia, Noruega e Liechtenstein. Deste modo, cerca de 45% das emissões totais de GEE estão cobertas pelo EU ETS.

(cap)¹⁹ de GEE a ser emitido pelas instalações do âmbito europeu, isto é, de forma a estar síncrono com o objetivo ao nível do Estado-Membro. Assim, para esta terceira fase estabeleceu-se uma redução anual linear de 1,74% sobre as emissões médias de cada ano da Fase II (2008-2012), ou seja, a partir de 2013, o número total de licenças de emissão diminui a cada ano em cerca de 38,26 milhões (passando de 2.084 milhões de licenças em 2013 para 1.816 milhões em 2020).

Figura 2-1 Evolução prevista das licenças de emissão durante a fase III.



Fonte: Cadernos de Energia “Comércio de direitos de emissão em políticas climáticas”, Jesús Abadía Ibáñez (2015).

Para a Fase IV (2021-2030) o percentual linear de redução anual previsto será de 2,2, com objetivo de atingir a meta de 2030 de redução das emissões em 43%, em comparação com o nível de 2005. Dentro do EU ETS, a atribuição de direitos de emissão de CO₂ é realizada através de dois mecanismos distintos:

- **Alocação gratuita de licenças de emissão**, regulamentada pela Decisão da Comissão de 27 de abril de 2011²⁰ (Decisão 2011/278/UE), pela qual as licenças de emissão de CO₂ são atribuídas às instalações que podem optar pela atribuição gratuita, em conformidade com o artigo 10.º-A da Diretiva 2003/87/CE;

¹⁹ De acordo 10-A apartado 5 de la Directiva 2003/87/CE.

²⁰ Decisão da Comissão, de 27 de abril de 2011, que determina as regras transitórias da União para a harmonização da atribuição gratuita de licenças de emissão nos termos do artigo 10.º A da Diretiva 2003/87/CE do Parlamento Europeu e Conselho.



- **Leilões de direitos de emissão de CO₂**, regulamentados pelo regulamento 1031/2010 da Comissão Europeia²¹.

Adicionalmente, para a Fase III, cerca de 5% da quantidade de direitos de emissão de CO₂ é reservada para atribuição gratuita a novos participantes (total de 780,2 milhões de licenças). Desse montante, 300 milhões de direitos vão para o programa de financiamento de projetos inovadores de demonstração de energia renovável e para a captura e armazenamento geológico de carbono²², conhecido como NER300 (artigo 10.º, seção 8 da Diretiva 2003/87/CE).

Os direitos do programa NER300 foram atribuídos através de duas convocatórias para envio de projetos. A primeira convocatória foi realizada em 2012 (com uma alocação de 200 milhões de licenças de emissão), resultando na adjudicação de 20 projetos de energias renováveis com entrada em operação no final de 2019. A segunda convocatória do programa, efectuou-se em 2014 (com doação de 100 milhões de licenças de emissão), resultando na adjudicação de projetos com entrada em operação em 2021. Após estas duas chamadas, a Comissão não tem previsto lançar um novo programa NER300, estando concentrada na implementação do denominado Fundo de Modernização (artigo 10.º da Diretiva 2003/87/CE) com 450 milhões para leilão entre 2020 e 2030, bem como fundos que não são gastos no programa NER300²³.

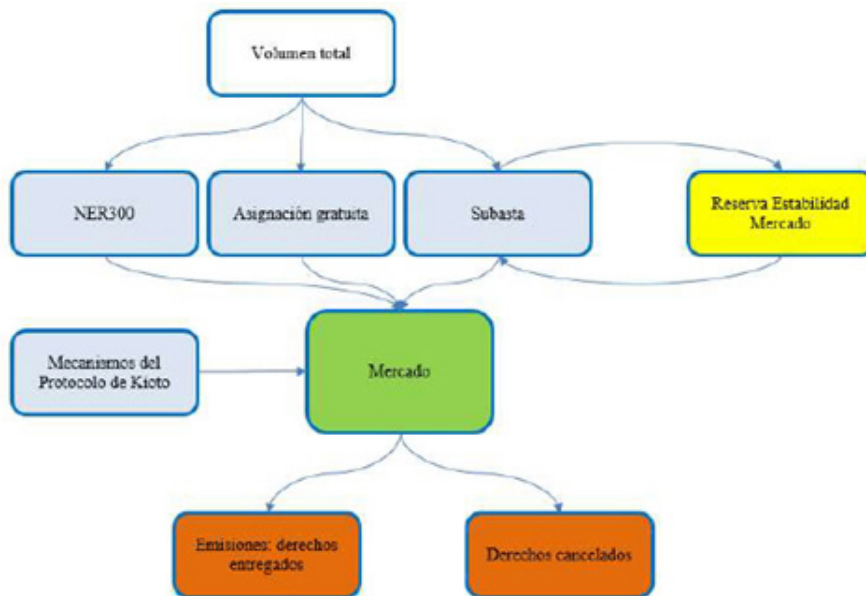
O Fundo de Modernização visa promover o desenvolvimento de projetos para a implementação de tecnologias de baixo carbono em indústrias eletrointensivas, projetos para captura e uso de carbono, construção e operação de armazenamento de carbono, projetos inovadores para geração com energias renováveis, além de projetos de armazenamento de energia. A primeira convocação para o programa está prevista para 2020 e serão realizadas até 2030.

²¹ Regulamento (UE) n.º 1031/2010 da Comissão, de 12 de novembro de 2010, relativo ao calendário, à gestão e a outros aspectos dos leilões de direitos de emissão de gases com efeito de estufa nos termos da Diretiva 2003/87/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, que estabelece um regime de comércio de direitos de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade.

²² Dos setores industriais listados no anexo I da Diretiva 2003/87/CE.

²³ Alguns dos 20 projetos premiados na primeira convocatória do programa ainda não foram desenvolvidos devido à falta de financiamento.

Figura 2-2 Esquema de mercado dos direitos de emissão de CO₂.



Fonte: Gabinete Espanhol para Mudanças Climáticas (OECC).

Nota: O Protocolo de Quioto introduziu três mecanismos de flexibilidade, para facilitar o cumprimento dos objetivos de redução de emissões nos países desenvolvidos²⁴.

Por outro lado, conforme referido, as instalações podem comprar e vender licenças de emissão no mercado secundário. Fazendo a comparação no período entre 2013 e 2018, os volumes negociados por meio da atribuição primária ou através do mercado secundário, conclui-se que predomina os volumes negociados em mercado secundário, e dentro deste, a negociação de futuros (ver Figura 2-3 e Figura 2-4).

²⁴ Os mecanismos do Protocolo de Quioto são os seguintes: Comércio de Emissões (artigo 17 do protocolo), Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (artigo 12) e Implementação Conjunta (artigo 6).



Figura 2-3 Evolução (em milhões) do comércio de direitos de emissão de CO₂, diferenciando alocação primária e mercado secundário. 2013-2018

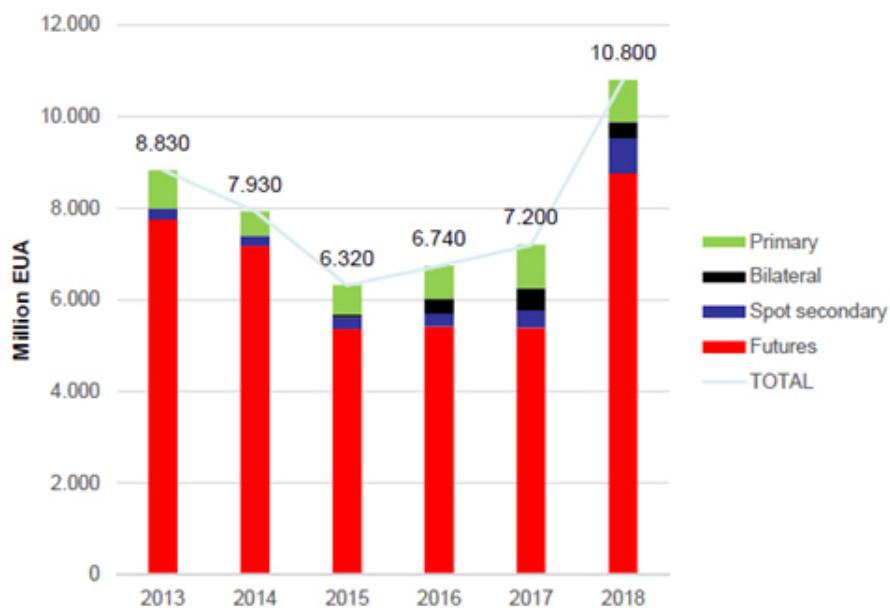
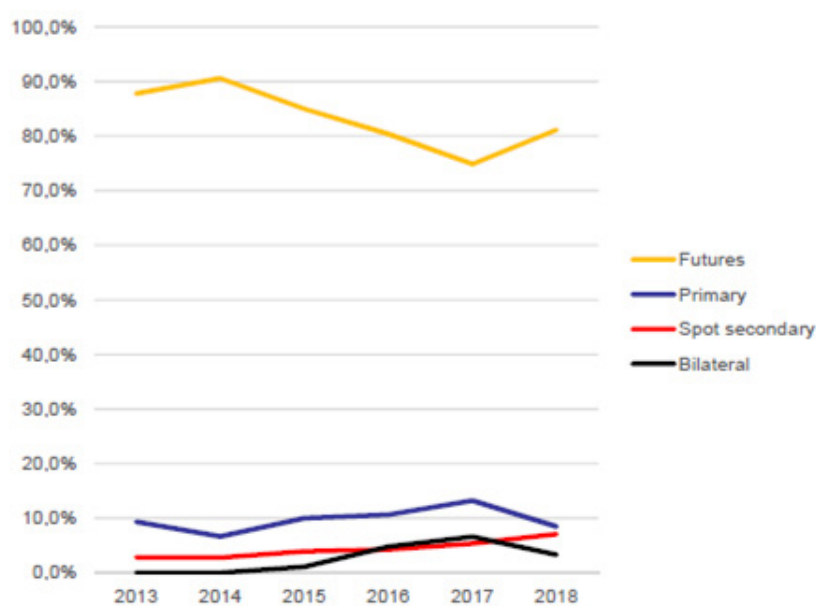


Figura 2-4 Evolução (em %) da negociação de direitos de emissão de CO₂, diferenciando alocação primária e mercado secundário. 2013-2018

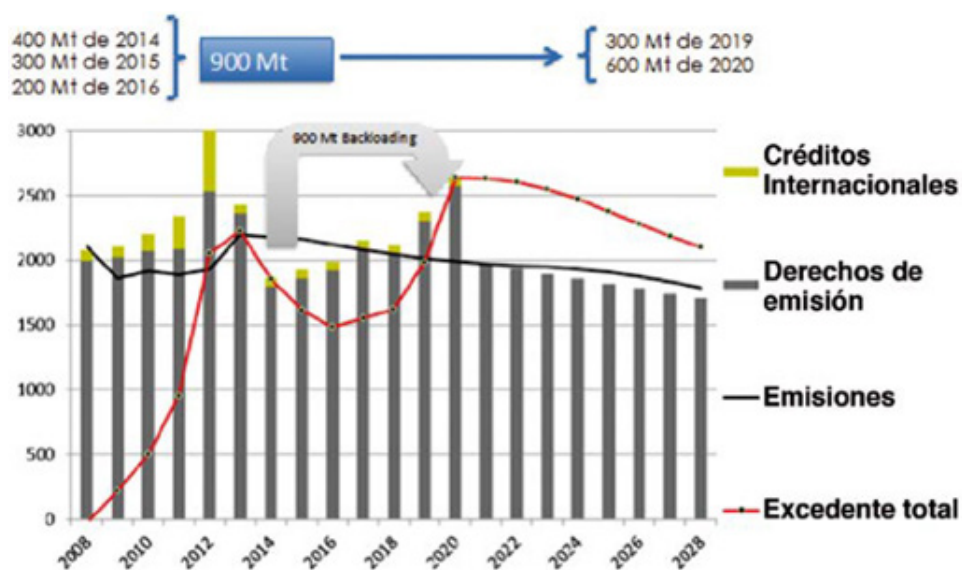


Fonte: Gabinete Espanhol para Mudanças Climáticas (OECC).

Em 2009, como consequência da crise económica iniciada em 2008 e da metodologia usada na época para a alocação dos direitos, foi gerado um excedente de direitos de emissão de CO₂, que afetou significativamente o preço do mesmo (em 2007 o preço foi reduzido para 0 €/tonCO₂). Da mesma forma, houve um acumular de direitos derivados da grande importação de créditos internacionais. Esse excedente de direitos de emissão de CO₂ (estimado em 2.100 milhões de direitos em 2013) poderia afetar o bom funcionamento do mercado, dificultando o alcance dos objetivos estabelecidos no EU ETS. Deste modo, foram adotadas medidas para a adaptação da oferta de direitos de emissão, a médio e longo prazo:

- Medida de médio prazo (procedimento de backloading regulamentado pelo Regulamento 176/2014²⁵): adiamento do leilão de direitos de emissão de 900 milhões de CO₂ dos primeiros anos da Fase II até 2019-2020. Um total de 400 milhões de direitos a serem leiloados foram diferidos em 2014, 300 milhões em 2015 e 200 milhões em 2016. Em princípio, o excedente seria incorporado aos direitos de emissão a serem leiloados em 2019 (+300 milhões de direitos) e em 2020 (+600 milhões de direitos de emissão).

Figura 2-5 Evolução do excedente de direitos de emissão de CO₂, 2008-2028



Fonte: Cadernos da Energia “Comércio de direitos de emissão em políticas climáticas”, Jesús Abadía Ibáñez (2015), sobre dados da Comissão Europeia.

²⁵ Regulamento (UE) n.º 176/2014 da Comissão, de 25 de fevereiro de 2014, que altera o Regulamento (UE) n.º 1031/2010, em especial para determinar os volumes de licenças de emissão de gases com efeitos de estufa a serem leiloados entre 2013-2020.



- Medida a longo prazo (Reserva de Estabilidade do Mercado regulamentada pela Decisão (UE) 2015/1814 do Parlamento Europeu e do Conselho²⁶): em 2014, a Comissão Europeia apresentou uma proposta para reformar o EU ETS e criar em 2018 a Reserva de Estabilidade do mercado. A referida reserva, que entrou em operação em 1 de janeiro de 2019, atua como um mecanismo para equilibrar o fornecimento de direitos de emissão de CO₂, injetando ou retirando direitos destinados a leilão com base no número de direitos em circulação em cada ano (EUA_{cir}). Para isso, foi estabelecido abaixo (acima) um limite mais baixo de direitos em circulação de 400 milhões (e um limite superior de 833 milhões), o que desencadaria a transferência de direitos da reserva para o leilão²⁷ (do leilão para a Reserva²⁸). Esses direitos pendentes são medidos através da seguinte fórmula²⁹:

$$EUA_{cir} = \Sigma EUA + \Sigma CER + \Sigma Emissões - Reserva$$

Onde,

- > ΣEUA : Quantidade de EUAs emitidas entre 1 de janeiro de 2008 até ao ano n .
- > ΣCER : Quantidade de créditos internacionais utilizados pelas instalações até ao ano n .
- > $\Sigma Emissões$: Emissões verificadas de CO₂ das instalações entre 1/1/2008 e 31/12 do ano n .
- > Reserva: Quantidade de EUAs existentes na Reserva de Estabilidade no final do ano n .

Da mesma forma, são incorporados à Reserva de Estabilidade de Mercado os 900 milhões de direitos do procedimento de *backloading*, que estava previsto ser reintroduzido nos leilões de 2019 e 2020. Em 2020, todos os direitos não atribuídos até essa data, estão destinados à Reserva.

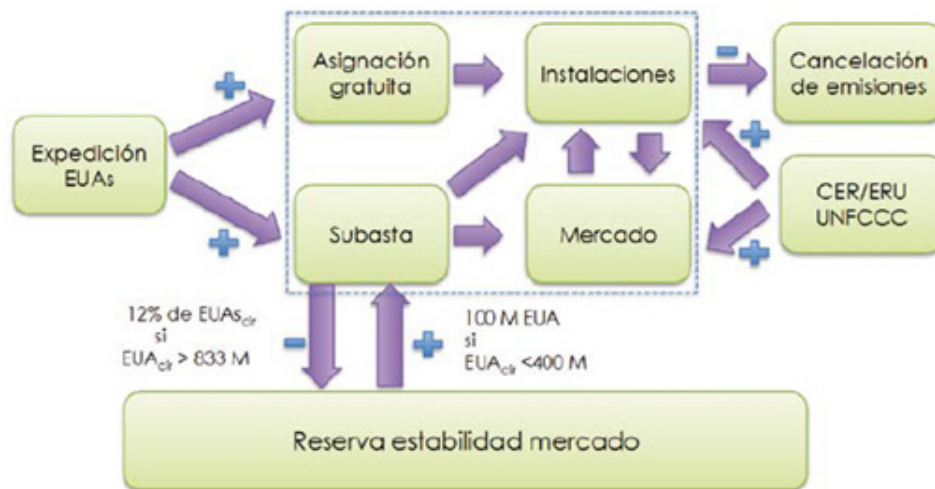
²⁶ Decisão (UE) 2015/1814 do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à criação e operação de uma reserva de estabilidade do mercado no âmbito do regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na União.

²⁷ São transferidos 100 milhões de direitos da Reserva para o volume anual a ser leiloado. A partir de 2023, na Reserva, tudo o que tenha sido leiloado acima do valor do ano anterior é cancelado.

²⁸ É retirado 24% do total dos direitos de emissão pendentes do volume a ser leiloado, reduzindo esse parâmetro para 12% a partir de 2023.

²⁹ A Comissão Europeia publica o número de direitos em circulação para cada ano em 15 de maio do ano seguinte, assim que os dados de emissões verificados estiverem disponíveis.

Figura 2-6 Esquema de funcionamento do mecanismo de reserva de estabilidade de mercado.



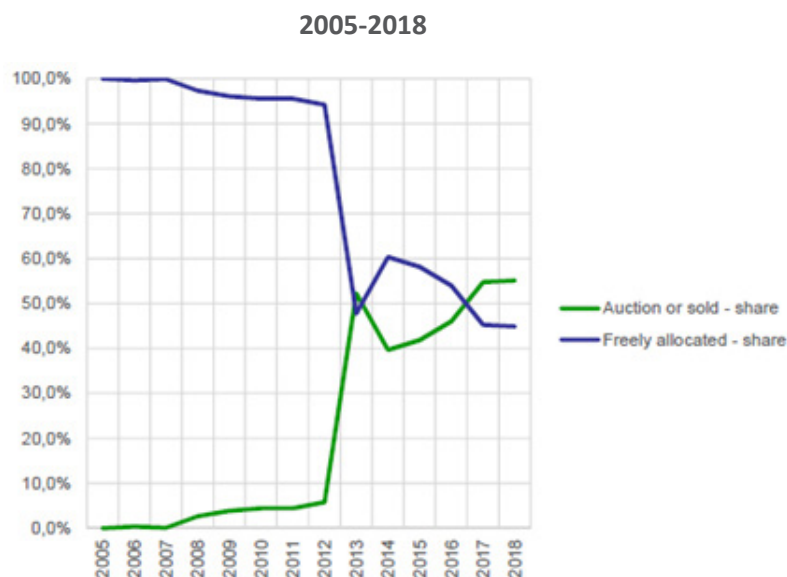
Fonte: Cadernos de Energía “Comércio de direitos de emissão em políticas climáticas”, Jesús Abadía Ibáñez (2015).

2.2. ATRIBUIÇÃO GRATUITA DE DIREITOS DE EMISSÃO DE CO₂

Nas Fase I (2005-2007) e Fase II (2008-2012) do sistema EU ETS, a maioria dos direitos de emissão de CO₂ foi atribuída gratuitamente, enquanto que na Fase III (2013-2020) o método de atribuição padrão utilizado é através de leilões.



Figura 2-7 Evolução da % de alocação do volume total de direitos de emissão de CO₂, gratuitamente e através de leilões.



Fonte: Gabinete Espanhol para Mudanças Climáticas (OECC).

Em conformidade com o disposto no artigo 10.º da Diretiva 2003/87/CE (original³⁰), de 13 de outubro, para a Fase I (2005-2007), os Estados-Membros estavam obrigados a alocar pelo menos 95% dos direitos de emissão, tendo reduzido esse percentual para, pelo menos 90% na Fase II (2008-2013).

O artigo 5.1 da Decisão 2011/278/UE estabelece que cada Estado-Membro é responsável pela identificação das instalações localizadas no seu território elegíveis para atribuição gratuita de direitos de emissão, nos termos do artigo 10.º-A da Diretiva 2003/87/CE, bem como determinar por meio dos mencionados planos nacionais de alocação, a quantidade de direitos de emissão que cada instalação receberia, levando em consideração os objetivos de redução de cada estado membro em cada período regulamentar. Esses planos nacionais tiveram que ser submetidos à avaliação da CE, que poderia aprovar ou modificar o número de direitos que seriam atribuídos com base nos critérios estabelecidos no anexo III da Diretiva 2003/87/CE (original).

³⁰ A Directiva 2003/87/CE foi revista e alterada em várias ocasiões (a última ocorreu em 19 de março de 2018).

Na primeira fase, todos os setores abrangidos pelo EU ETS (produção de eletricidade e indústria com consumo intensivo de energia) receberam direitos de emissão gratuitos, utilizando as emissões históricas das próprias instalações como uma metodologia para a atribuição desses direitos. Como resultado dessa metodologia, a quantidade total de direitos concedidos foi superior às emissões produzidas, com uma oferta muito superior à procura. No entanto, os direitos de emissão restantes desta primeira fase não puderam ser transferidos para o próximo período.

Na segunda fase, que coincide com o primeiro período de compromisso do Protocolo de Quioto (2008-2012), o número de direitos de emissão que poderiam ser alocados gratuitamente foi limitado a pelo menos 90% do total, e reduziu o limite máximo permitido de emissões (cap) em 6,5% em relação a 2005. Além disso, nessa fase, o setor industrial foi priorizado na alocação livre de direitos sobre a geração de eletricidade, aplicando uma metodologia de alocação baseada nas intensidades setoriais de emissão por unidade de produto, tendo o ano de 2005 sido o ano de referência. Para o setor de produção de eletricidade, o fator de emissão da melhor tecnologia disponível foi tomado como referência, corrigido por um fator de ajuste. No entanto, e apesar das metodologias ajustadas aplicadas, a crise económica iniciada em 2008 fez com que as emissões reais caíssem abaixo das previsões feitas, o que se refletiu no excedente dos direitos de emissão de CO₂.

Na Fase III (2013-2020), os leilões são priorizados como um método de alocação de direitos de emissão, embora a alocação gratuita para setores e subsetores expostos a fuga de carbono³¹ ainda seja permitida e excluída dessa alocação, para o setor de produção de eletricidade. Conforme observado na Tabela 2 1, os setores expostos a fuga de carbono³² receberão 100% dos direitos de emissão gratuitos durante todo o período desta terceira fase, enquanto a alocação gratuita será reduzida para o setor industrial progressivamente, passando de 80% dos direitos em 2013 para 30% em 2020.

³¹ O termo “fuga de carbono” é a situação que ocorre quando, por razões de custos decorrentes das políticas climáticas, as empresas transferem sua produção para outros países com limites de emissão menos estritos.

³² De acordo com o artigo 10 ter da Diretiva 2003/87 / CE, “os setores e subsetores em relação aos quais o produto resultante da multiplicação da sua intensidade de comércio com países terceiros, definido como a proporção entre o valor total das exportações para países terceiros mais o valor das importações provenientes de países terceiros e a dimensão total do mercado para o Espaço Económico Europeu (volume de negócios anual mais importações totais de países terceiros), devido à sua intensidade das emissões, medido em kg de CO₂, dividido pelo seu valor acrescentado bruto (em euros), é superior a 0,2. Os direitos de emissão serão atribuídos a esses setores e subsetores gratuitamente pelo período até 2030 a 100% do valor determinado nos termos do artigo 10-9-bis”.



Tabela 2-1 Alocação livre de direitos de emissão. Percentagem sobre o volume total de emissões. 2013-2020

Percentual de atribuições gratuitas por setor de atividade	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Produção de eletricidade	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Sector industrial (instalaciones fixas)	80%	72,9%	65,7%	58,6%	51,4%	44,2%	37,1%	30%
Sectores expostos a fuga de carbono	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: *Emissions Trading System Handbook*.

A atribuição gratuita, na terceira fase, é calculada aplicando as regras comuns de toda a UE (Decisão 2011/278/UE), com base na seguinte fórmula:

$$\text{Atribuição gratuita} = \text{HAL} \times \text{BM} \times \text{FC} \times \text{FCI}$$

Onde,

- *HAL*: produção histórica da instalação.
- *BM*: “*benchmark*” ou emissões por unidade de produto em uma instalação eficiente³³.
- *FC*: fator de fuga de carbono:
 - > ou igual a 1 para os setores que competem nos mercados globais e não podem transferir custos.
 - > Variação de 0,8 em 2013 a 0,3 em 2020 para o resto dos sectores.
- *FCI*: fator de correção intersetorial, que garante que a soma das alocações individuais não exceda
 - > total disponível,
 - > Variação de 0,8 em 2013 a 0,78 em 2020.

Isso significa que mesmo as instalações mais eficientes (*benchmark* do setor) não recebem 100% da alocação gratuita e devem ir a leilões ou ao mercado secundário. Nesse sentido, o valor estabelecido para o ano de 2013 foi reduzido para 94,3% e para 82,4% no ano 2020³⁴ (ver Tabela 2-2).

³³ Somente as instalações cujo *benchmark* se manteve ou melhorou na média de 10% das mais eficientes, nos anos de 2007 e 2008, receberiam 100% da alocação gratuita.

³⁴ Anexo II da Decisão da Comissão, de 5 de setembro de 2013, relativa a medidas nacionais de execução para a atribuição transitória gratuita de licenças de emissão de gases com efeito de estufa nos termos do artigo 11.º, número 3, da Diretiva 2003/87/CE do Parlamento Europeu e do Conselho (2013/448/UE).

Adicionalmente, são realizados ajustes nas alocações quando a atividade da instalação cai significativamente ou a sua capacidade diminui.

**Tabela 2-2 Suspensão na alocação de direitos de emissão para instalações com risco de fuga de carbono.
2013-2020**

		Límite fijado en artículo 10bis, apartado 5, de Directiva 2003/87/CE (derechos de emisión)	CSCF	Necesidades reales de asignación (derechos de emisión)	Brecha de asignación (derechos de emisión)
Asignación	2013	809.315.756	94,27%	858.488.692	49.172.936
	2014	794.458.092	92,63%	857.624.439	63.166.347
	2015	779.600.427	90,98%	856.910.442	77.310.014
	2016	764.742.763	89,30%	856.335.510	91.592.747
	2017	749.885.099	87,61%	855.914.758	106.029.659
	2018	735.027.435	85,90%	855.641.332	120.613.897
	2019	720.169.770	84,17%	855.573.215	135.403.445
	2020	705.321.106	82,44%	855.564.619	150.252.513
					793.541.559

Fonte: Documento de trabalho 2/2018 do Instituto Real El Cano “Desde o início do comércio de direitos de emissão até hoje”,
Laura Gallego Garnacho.

Na Fase IV (2021-2030), é estabelecida uma alocação livre transitória igual a 30% para o setor industrial entre 2021 e 2026, e decrescente de 2027 para 2030 (0%).



2.3. ATRIBUIÇÃO MEDIANTE PROCEDIMENTO DE LEILÃO

Durante a Fase I (2005-2007), os Estados-Membros foram autorizados a leiloar 5% do volume total de licenças de emissão, aumentando essa percentagem para 10% na Fase II (2008-2012)³⁵. No entanto, devido ao excesso de direitos de emissão acumulados nesta segunda fase, a alocação final por meio do mecanismo de leilão foi de apenas 4%.

A partir de 2013 (Fase III), os leilões são o mecanismo de alocação padrão dos direitos de emissão de CO₂³⁶. Desde o referido ano, que o setor de produção de eletricidade não recebeu uma alocação gratuita de direitos de emissão e, ao longo da Fase III, o percentual de direitos que o setor receberá gratuitamente³⁷ é reduzido progressivamente (ver Tabela 2-1). Nos termos do artigo 10.º, n.º 1, da Diretiva 2003/87/CE, a partir de 2019, os Estados-Membros leiloam todos os direitos de emissão que não foram atribuídos gratuitamente e que não foram incorporados na Reserva de Estabilidade de Mercado ou foram cancelados³⁸. A partir de 2021, o percentual de direitos de emissão a serem leiloados será de 57%.

De acordo com o artigo 10.º da Diretiva 2003/87/CE, na Fase III (2013-2020), 88% dos direitos a serem leiloados serão distribuídos entre os Estados-Membros com base na percentagem de emissões verificadas correspondentes ao Estado-Membro ao abrigo do EU ETS para 2005 ou a média para o período 2005-2007, escolhendo o maior dos dois montantes. Outros 10% do montante total dos direitos de emissão a serem leiloados serão distribuídos entre alguns Estados-Membros para fins de solidariedade, crescimento e interconexões na União. Estes Estados-Membros, bem como o aumento da percentagem de direitos de emissão a leiloar, são estabelecidos no anexo II-A da Diretiva³⁹. Os restantes 2% do total de direitos de emissão a serem leiloados na Fase III são distribuídos como um “bónus de Quioto” entre os nove Estados Membros que em 2005 reduziram suas emissões de GEE em pelo menos 20% em comparação com os níveis do ano base de cálculo ou do período de referência. Esses países são Bulgária, Estónia, Húngria, Letónia, Lituânia, Polónia, República Checa, Roménia e Eslováquia.

³⁵ Artigo 10.º da Diretiva 2003/87/CE (original) de 13 de outubro de 2003.

³⁶ Com exceção dos 8 Estados-Membros que aderiram ao EU ETS em 2004 (Bulgária, Chipre, República Tcheca, Estónia, Hungria, Lituânia, Polónia e Roménia), que poderiam temporariamente, até 2019, continuar a alocar usinas gratuitamente instalações de geração de eletricidade um certo número limitado de direitos de emissão de CO₂.

³⁷ Com exceção dos setores expostos ao risco de fuga de carbono.

³⁸ De acordo com o artigo 12.4 da Diretiva 2003/87 / CE, os direitos de emissão podem ser cancelados a pedido do titular ou em caso de cessação de atividade.

³⁹ Espanha e Portugal estão incluídos na lista de Estados-Membros que aumentam a percentagem de direitos de emissão a serem leiloados (+ 13% no caso da Espanha e + 16% no caso de Portugal).

Para a Fase IV (2021-2030), a percentagem total de direitos de emissão a ser distribuída entre os Estados-Membros com base nas suas emissões verificadas é aumentada para 90% (da mesma forma que na fase anterior) e permanece em 10% da percentagem de direitos que serão distribuídos entre alguns Estados-Membros para fins de solidariedade, crescimento e interconexões na União.

O Regulamento 1031/2010 da Comissão, de 12 de novembro de 2010⁴⁰ (Regulamento 1031/2010), que rege os leilões, estabelece como requisito que a plataforma de leilões seja um mercado organizado, permitindo a cada Estado-Membro a possibilidade de possuir plataforma própria, aberta à participação de todos os agentes dos países integrados no EU ETS. Na prática, a maioria dos Estados-Membros⁴¹ concordou em realizar os leilões através de uma plataforma única que foi atribuída, através de concurso público⁴², ao *European Energy Exchange* do mercado organizado alemão (EEX) e à sua Câmara de Contraparte Central (ECC). Apenas a Alemanha, a Polónia e o Reino Unido⁴³ têm a sua própria plataforma de leilão⁴⁴.

De acordo com o Regulamento 1031/2010, os leilões para a atribuição de direitos de emissão de CO₂ serão às cegas, numa única ronda e a um preço uniforme, havendo a possibilidade de ofertar produtos *spot* a dois dias e futuros a cinco dias. Caso o preço marginal do leilão esteja muito abaixo do preço de referência do mercado secundário, o leilão será cancelado. No caso de cancelamento de um ou mais leilões consecutivos, o volume total dos direitos de emissão dos referidos leilões será distribuído igualmente entre os leilões programados na mesma plataforma de leilões. Podem participar nos leilões de instalações ou operadores aéreos incluídos no EU ETS e nos seus grupos de negócios, bem como em empresas de investimento e instituições de crédito.

⁴⁰ Regulamento 1031/2010 da Comissão, de 12 de novembro de 2010, relativo ao calendário, gestão e outros aspectos dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa nos termos da Diretiva 2003/87/CE do Parlamento Europeu e o Conselho, que estabelece um regime para o comércio de direitos de emissão de gases de efeito estufa na Comunidade.

⁴¹ Incluindo Espanha e Portugal. Da mesma forma, Islândia, Noruega e Liechtenstein usam a plataforma.

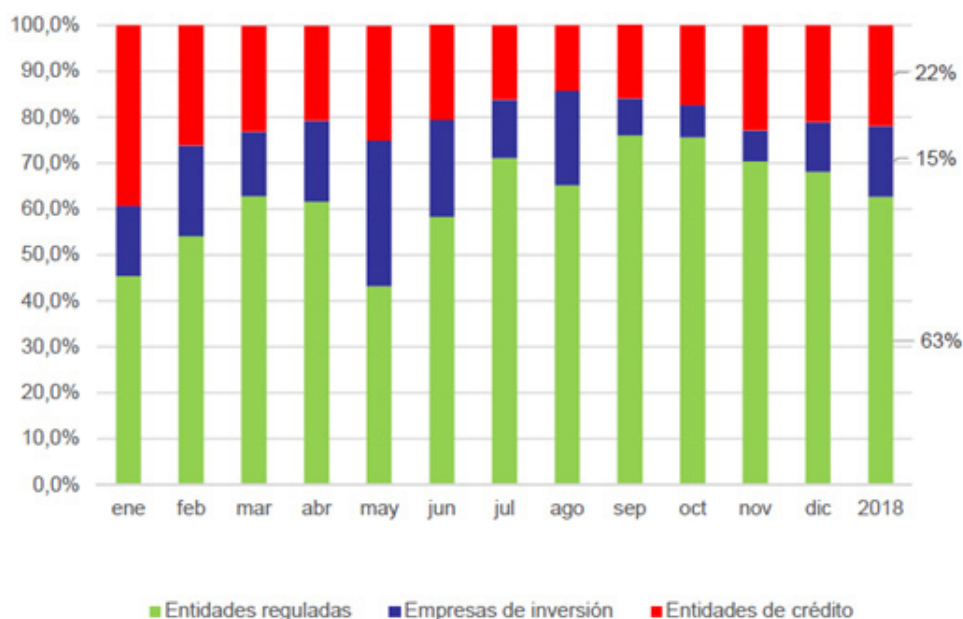
⁴² O contrato com a EEX entrou em vigor em 13 de julho de 2013.

⁴³ O Reino Unido fica impedido de realizar leilões até que o BREXIT seja resolvido.

⁴⁴ EEX no caso da Alemanha e Polónia e ICE Futures Europe (ICE) no caso do Reino Unido.



Figura 2-8 Entidades participantes em leilões realizados em 2018.



Fonte: Gabinete Espanhol para Mudanças Climáticas (OECC)

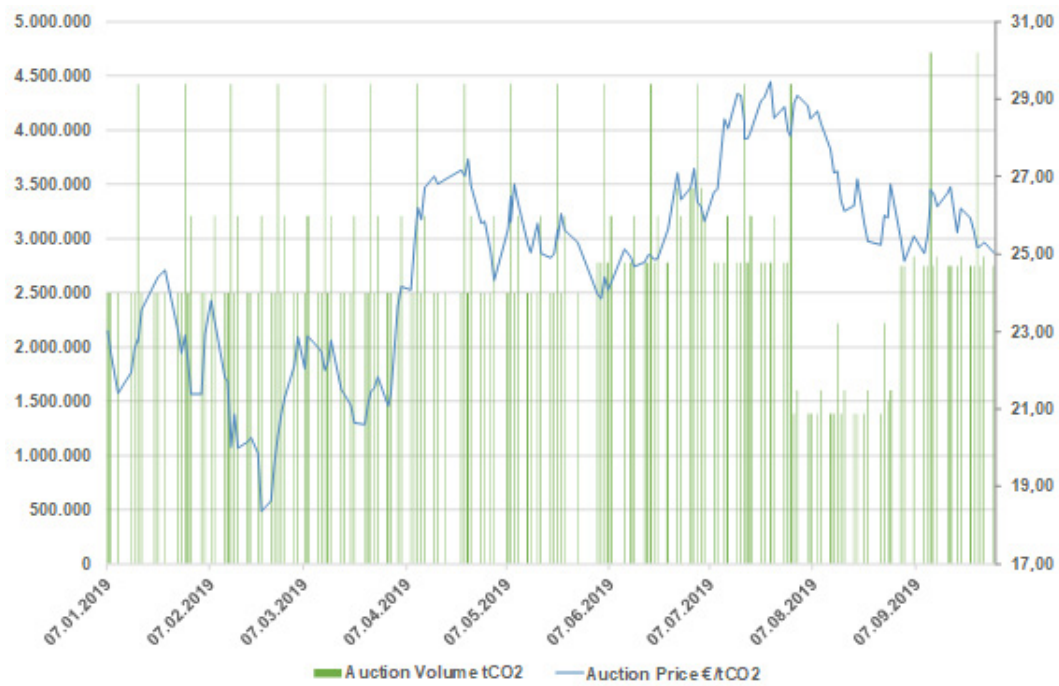
No EEX, os produtos à vista estão a ser leiloados com entrega no dia seguinte (D+1), às segundas, terças e quintas-feiras, às 11:00 CET (com período de oferta a partir das 9:00 CET), com um volume mínimo de 1 lote (equivalente a 500 direitos de emissão ou 500 ton_{CO₂}).

Entre 1 de janeiro e 30 de setembro de 2019, para os Estados-Membros que possuem o EEX como plataforma comum, foram leiloados 276,7 milhões de ton_{CO₂}⁴⁵, com um preço médio de 24,80 €/ton_{CO₂} (máximo de 29,46 €/ton_{CO₂}, em 25 de julho, e mínimo de 18,35 €/ton_{CO₂}, em 22 de fevereiro) (ver Figura 2-9).

⁴⁵ Não inclui os direitos de emissão em leilão correspondentes ao setor da aviação, nem os leilões de direitos executados na EEX correspondentes à Alemanha e à Polónia.

Figura 2-9 Direitos de emissão (t/CO₂) e preço (€/ton_{CO2}) dos leilões realizados na EEX para os Estados-Membros que utilizam este mercado como plataforma comum.

7 de janeiro a 30 de setembro de 2019



Fonte: EEX

As tabelas seguintes refletem o volume total esperado para o leilão, em 2019 e 2020, de direitos de emissão de CO₂ dos Estados-Membros que possuem o EEX como plataforma conjunta, bem como da Alemanha e da Polónia.



Tabela 2-3 Leilões de direitos de emissão de CO₂ para o setor industrial na plataforma de negociação EEX

Volume 2019	States	Details
433,118,000	25 EU Member States and 3 EEA EFTA States	Weekly auctions on Mondays, Tuesdays and Thursdays
156,028,500	Germany	Weekly auctions on Fridays
116,957,000	Poland	Biweekly auctions on Wednesdays

2020

Volume 2020	States	Details
493,571,000	25 EU Member States and 3 EEA EFTA States and Innovation Fund	Weekly auctions on Mondays, Tuesdays and Thursdays
131,266,000	Germany	Weekly auctions on Fridays
141,067,500	Poland	Biweekly auctions on Wednesdays

Fonte: EEX

Adicionalmente, a EEX possui listas para negociação no mercado secundário (em contínuo) de produtos à vista (diários) e derivados sobre direitos de emissão (futuros⁴⁶ e opções⁴⁷), tanto para o setor industrial quanto para o setor de aviação, além de créditos internacionais (CER *spot* e futuro) e diferenciais de preço correspondentes (*spread*).

⁴⁶ Mensal, trimestral e anual à vista de 8 anos.

⁴⁷ Subjacente ao direito de emissão de CO₂ com entrega no ano especificado na própria opção.

3. EVOLUÇÃO DO PREÇO DAS LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂

3.1. ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DO PREÇO DAS EUA AO LONGO DAS FASES DE FUNCIONAMENTO DO EU ETS

O comportamento do preço de carbono é explicado através da evolução de um conjunto de variáveis económico-financeiras (*carbon price drivers*). Os mercados de carbono resultam exclusivamente de decisões políticas e é a este nível, em última instância, que são determinadas as condições de oferta de mercado. Deste modo, a decisão política assume um papel preponderante na determinação da oferta total de licenças de emissão presente no mercado e quantidade alocadas pelas entidades abrangidas pelo EU ETS, na definição das regras de alocação e utilização de certificados verdes complementares às licenças de emissão (CER e ERU), no estabelecimento das regras de *banking e borrowing* de licenças entre fases de funcionamento do EU ETS e na definição de sanções a aplicar aos operadores em caso de incumprimento.

Como já apresentado anteriormente, o EU ETS consiste num sistema de *cap-and-trade*, através da atribuição gratuita ou leiloadas de um montante máximo de licenças a um conjunto definido de instalações/empresas/setores de atividade imposto por cada Estado-Membro. Estas entidades podem utilizar as licenças para cobrir as emissões resultantes da sua atividade, ou, caso não necessitem para esse fim, podem vender no mercado a outras empresas que tenham ultrapassado o limite de emissões imposto, pelo total que lhes foram atribuídas.

Neste âmbito, o presente Capítulo apresenta as regras, os objetivos traçados e a identificação das principais alterações a que foi sujeito o EU ETS ao longo das suas fases de implementação, complementado com a respectiva análise estatística da evolução do preço das licenças de emissão.



Fase I (2005 – 2007)

A Fase I, experimental e designada de “fase piloto” e de aprendizagem de mercado, foi caracterizada pelo desenvolvimento da estrutura do sistema. Os principais objetivos que assinalaram esta fase foram de permitir um período experimental de adaptação dos agentes de mercado antes da entrada na fase determinante de cumprimento do PQ (2008-2012). Em suma, tratou-se de uma fase de período de teste que contribuiu para garantir a aprendizagem do funcionamento do um novo mercado e da transição de um “novo ativo”, o carbono, por parte dos agentes intervenientes do sistema, com estabelecimento de preço de mercado para o mesmo.

Embora nesta fase, o sistema se tenha desenvolvido com o alcance dos objetivos estabelecidos, também foram revelados efeitos indesejáveis que contribuiram para a revisão do EU ETS, que culminou na publicação da Diretiva 2009/29/CE, de 23 de abril, nomeadamente, a verificação de um excesso de licenças de emissão no mercado, a acumulação de lucros extraordinários por algumas empresas integrantes do sistema e, a ocorrência de fraudes no sistema de registo das EUA. As principais alterações plasmadas na Diretiva induzidas pelos efeitos adversos supracitados, visaram fundamentalmente a redução do excesso de licenças de emissão e a harmonização dos procedimentos de funcionamento do sistema⁴⁸.

Nesta fase, resumidamente, os objetivos estabelecidos e acontecimentos marcantes foram os seguintes:

- Para o objectivo global do sistema foi fixado um cap de 2,18 Gt CO₂/ano⁴⁹;
- Em março de 2005 transacionaram-se os primeiros contratos spot sobre as EUA na bolsa alemã EEX e, em abril, na bolsa francesa BlueNext;
- A bolsa espanhola SendeCO₂ iniciou a transação de EUA e CER em 2005;
- Em outubro de 2006, a bolsa londrina European Climate Change (ECX) começou a negociação de contratos de opção sobre EUA;
- Em 2007, a bolsa nórdica Nord Pool foi a primeira a listar contratos standardizados sobre EUA.

⁴⁸ Segundo Freitas (2016) em “Avaliação do Impacto do Mercado de Carbono nos Mercados Elétricos de Portugal e Espanha”.

⁴⁹ Conforme relatório “Emissions Trading Worldwide”, de 2019, realizado por International Carbon Action Partnership (ICAP).

Embora a operacionalização oficial do EU ETS tenha ocorrido em janeiro de 2005, optou-se por elaborar uma análise estatística da evolução do preço das licenças de emissão a partir da data de entrada do funcionamento do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), a 1 de julho de 2007, no qual é apresentado na Tabela 3-1.

Tabela 3-1 Estatística relativa a preços das EUA ao longo da Fase I do EU ETS (€/ton_{CO2}).

Ano	Estatística	EUA
2007	Média	0,67
	Mediana	0,13
	Máximo	5,60
	Mínimo	0,01
	Desvio Padrão	1,08

Fonte: elaboração própria a partir de dados da *Thomson Reuters*.



Fase II (2008 – 2012)

A Fase II, designada de “período de Quioto”, coincidiu com o primeiro período de cumprimento dos compromissos assumidos no PQ de forma economicamente mais eficiente: privilegiando a redução das emissões nas fontes onde o custo de abate de carbono fosse menos penoso.

Nesta fase, as regras, objetivos estabelecidos e acontecimentos marcantes foram os seguintes:

- Considerando o nível de emissões reportado pelos Estados-Membros na Fase I, foi estabelecido um cap de 2,083 Gt CO₂/ano (valor que representou uma redução de cerca de 6,5% quando comparado com a Fase I)⁵⁰;
- Inclusão do setor da aviação comercial em 2012, para operadores com mais de 10.000 t CO₂/ano, no qual foram estabelecidas regras e limites autónomos⁵¹;
- Consideração das emissões⁵² de óxido de nitroso (N₂O) para instalações cuja atividade envolva produção de ácido nítrico, adípico, e glioxílico;
- Limites de emissão estabelecidos pelos próprios EM no seu Plano Nacional de Alocação de Licenças de Emissão (PNALE) nos quais estão refletidas as quantidades de licenças a atribuir a cada um dos setores regulados pelo sistema e deve respeitar as orientações reflectidas no Acordo entre as Partes (*Burden Sharing Agreement*), onde é apresentado a partilha de responsabilidades no controlo das emissões entre setores elegíveis no EU ETS;
- A alocação gratuita das emissões foi realizada segundo o método de atribuição *grandfathering*⁵³, em que determinou um valor mínimo de licenças a serem alocadas gratuitamente de 95% para a Fase I e 90% na Fase II de acordo com o mecanismo previsto na Diretiva 2003/87/CE, de 13 de outubro.

Apresenta-se de seguida a análise descritiva da evolução da cotação do preço das licenças de emissão de CO₂ na Tabela 3-2.

⁵⁰ Segundo Reinaud, J. & Philibert, C. em “*Emissions Trading: Trends and Prospects*”, de 2011, divulgado em Paris por *International Energy Agency (IEA) and Organization for Economic Co-Operation and Development (OECD)*.

⁵¹ Conforme relatório “*Emissions Trading Worldwide*”, de 2019, realizado por *International Carbon Action Partnership (ICAP)*.

⁵² Foram sendo incrementados ao longo das fases de implementação do EU ETS, os GEE e correspondentes setores de atividade responsáveis pela emissão dos mesmos

⁵³ Método de atribuição baseado nas emissões históricas das instalações abrangidas.

Tabela 3-2 Estatística relativa à evolução do preço das EUA
ao longo da Fase II do EU ETS (€/ton_{CO2}).
2008-2012

Ano	Estatística	EUA
2008	Média	22,34
	Mediana	23,03
	Máximo	29,33
	Mínimo	13,72
	Desvio Padrão	3,62
2009	Média	13,37
	Mediana	13,65
	Máximo	15,87
	Mínimo	8,20
	Desvio Padrão	1,53
2010	Média	14,46
	Mediana	14,69
	Máximo	16,52
	Mínimo	12,41
	Desvio Padrão	0,99
2011	Média	13,25
	Mediana	13,28
	Máximo	17,42
	Mínimo	6,45
	Desvio Padrão	3,05
2012	Média	7,51
	Mediana	7,44
	Máximo	9,51
	Mínimo	5,99
	Desvio Padrão	0,69

Fonte: elaboração própria a partir de dados da *Thomson Reuters*.



Denota-se ao longo da Fase II, uma tendência decrescente dos preços das EUA, da sua amplitude⁵⁴ e da volatilidade, medida pelo desvio padrão, com exceção do ano de 2011, tendo ocorrido o acidente na central nuclear de Fukushima no Japão, evento que impatou o mercado das licenças de carbono em subida. Note-se que o preço das licenças de emissão de CO₂ reflete-se na estrutura de custos das centrais térmicas, com maior impacte nas centrais a carvão.

Fase III (2013 – 2020)

A entrada na Fase III, durante o ano de 2013, esteve alinhada com os objetivos definidos no Pacote de Energia-Clima⁵⁵, proposta adotada pela União Europeia no qual incluiu uma proposta de reforma do próprio EU ETS. Como resposta aos desafios decorrentes das fases anteriores, designadamente do excesso de oferta de licenças de emissão, a CE apresentou várias propostas, objetivos traçados e medidas a adotar nesta fase, nomeadamente:

- Abolição dos PNALEs, ficando a decisão de alocação das licenças centralizada na CE⁵⁶, como resultado da grande heterogeneidade dos PNALEs foram sido introduzidas distorções de concorrência em vários mercados que resultaram com alguma frequência no tratamento diferenciado de realidades idênticas;
- Objetivo de redução das emissões de GEE de 20% até 2020, dividido entre setores abrangidos (redução de 21%) e não abrangidos⁵⁷ (redução de 10%, cuja partilha entre os Estados Membros é feita em conformidade com o *Burden Sharing Agreement* pelo sistema EU ETS;
- A alocação gratuita das EUA passou a seguir a regra de *benchmarking*, no qual a quantidade de licenças de emissão a alocar gratuitamente a cada operador (instalações/empresas) passou a ser determinada em função de uma *benchmark rate* (taxa de emissão *standard* específica do produto). Assim, o número total de EUA a atribuir é calculado por uma fórmula onde são ponderados outros fatores como: o nível de atividade histórico, um fator de exposição ao risco de deslocalização de atividades ou *carbon leakage* e um fator de correção setorial cruzado⁵⁸ ;
- Em abril de 2013, o preço das EUA chegou a atingir o valor de 2,75 €/tonco₂;
- *Backloading* da alocação de licenças para 2020 que resulta no adiamento do leilão de 900 milhões de EUA em relação à verba prevista para cada um dos anos da Fase II, isto é, altera a cadência temporal dos leilões, sem redução do número de licenças a injetar no mercado durante a Fase III⁵⁹.

⁵⁴ Diferença entre a cotação máxima e a cotação mínima observada no período em análise

⁵⁵ Apresentado pela CE em janeiro de 2014 e que define como metas centrais ambientais a redução em 40% de emissões de GEE e uma quota para as energias renováveis de 27% (Comissão europeia, 2014)

⁵⁶ Um limite de emissão único é definido para toda a União Europeia.

⁵⁷ Passaram a ficar abrangidas as instalações de captura e armazenamento de carbono, produção de petriquímicos, amônia, metais não ferrosos e ferrosos, gesso, alumínio, bem como de ácido nítrico, adípico e glicílico.

⁵⁸ Conforme estudo "*Allocation in phase 3 of EU ETS – Presentation of allocation rules*", de 2011, divulgado em Londres por *Ecofys Consultancy*.

⁵⁹ Conforme relatório "*Emissions Trading Worldwide*", de 2019, realizado por *International Carbon Action Partnership (ICAP)*.

Apresenta-se de seguida a análise descritiva da evolução da cotação do preço das licenças de emissão de CO₂ na Tabela 3-3, para o período de 1 de janeiro de 2013 a 30 de setembro de 2019.

**Tabela 3-3 Estatística relativa à evolução do preço das EUA
ao longo da Fase III do EU ETS (€/ton_{CO2}).**

2013-2019

Ano	Estatística	EUA
2013	Média	4,54
	Mediana	4,49
	Máximo	6,67
	Mínimo	2,75
	Desvio Padrão	0,68
2014	Média	6,01
	Mediana	6,05
	Máximo	7,46
	Mínimo	4,40
	Desvio Padrão	0,71
2015	Média	7,71
	Mediana	7,63
	Máximo	8,68
	Mínimo	6,46
	Desvio Padrão	0,57
2016	Média	5,38
	Mediana	5,26
	Máximo	8,29
	Mínimo	3,93
	Desvio Padrão	0,81
2017	Média	5,85
	Mediana	5,34
	Máximo	8,21
	Mínimo	4,35
	Desvio Padrão	1,12
2018	Média	16,00
	Mediana	16,00
	Máximo	25,23
	Mínimo	7,66
	Desvio Padrão	4,63
2019	Média	24,93
	Mediana	25,21
	Máximo	29,81
	Mínimo	18,80
	Desvio Padrão	2,37

Fonte: elaboração própria
a partir de dados
da Thomson Reuters.

Nota: Datos hasta el 30
de septiembre de 2019.

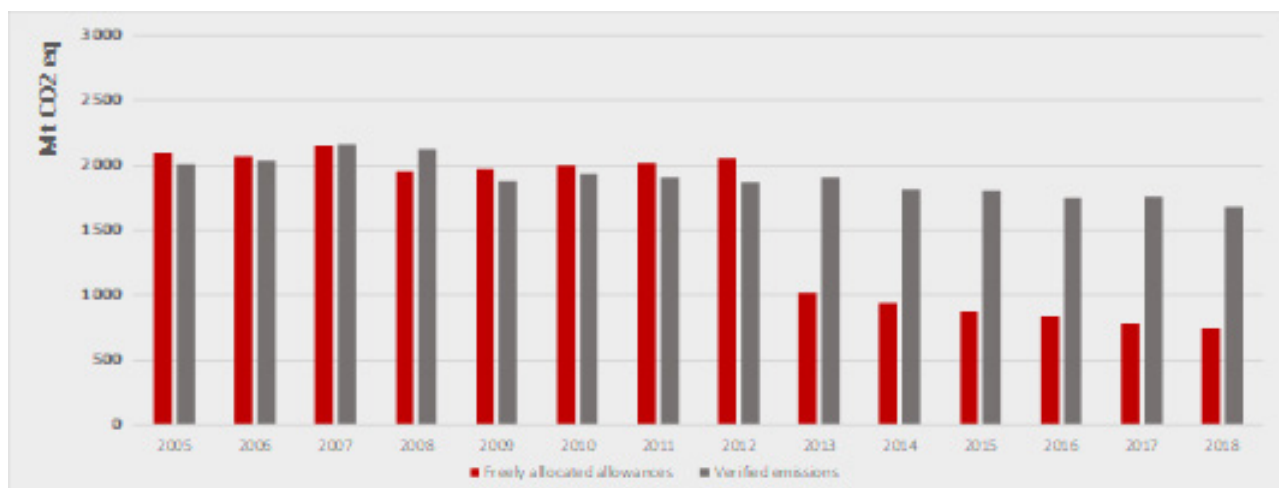


Denota-se ao longo da Fase III, uma tendência crescente dos preços das EUA, verificando um aumento dos preços das licenças de CO₂ a partir do final de 2017, tendo atingido o seu máximo durante o ano de 2019 em análise, motivado, em grande parte, pela publicação da nova Diretiva do EU ETS (Directiva (EU) 2018/410, de 14 de março) e do dinamismo da economia europeia.

3.2. RESUMO DA EVOLUÇÃO MACRO DO PREÇO DAS LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂

Durante a primeira metade do ano de 2007, ano que finaliza a primeira fase de implementação do EU ETS, é constatável, a partir da análise da Figura 3-1, que o montante de licenças de emissão disponíveis alocadas gratuitamente era suficiente para cobrir as necessidades de emissão das instalações abrangidas pelo sistema, não sendo por isso uma restrição *per se*.

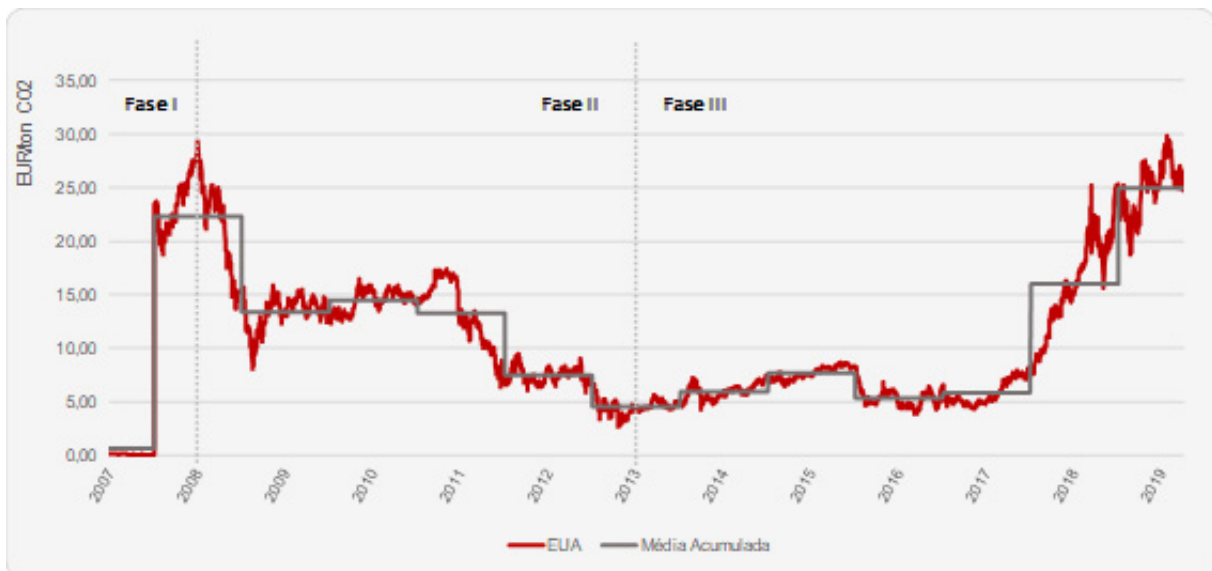
Figura 3-1 Evolução da alocação gratuita de EUA e emissões verificadas.
2005-2018



Fonte: elaboração própria a partir de dados da *European Environment Information and Observation Network (Eionet)*.

A situação acima descrita teve como consequência que o preço das EUA fossem para um valor próximo de zero, como se pode verificar na Figura 3-2, que mostra a evolução do preço das licenças de emissão de CO₂, nas diferentes fases de implementação do EU ETS, durante o período de 1 de julho de 2007 a 30 de setembro de 2019.

Figura 3-2 Evolução macro do preço das EUA. Del 1 de julho de 2007 a 30 de setembro de 2019



Fonte: elaboração própria a partir de dados da *Thomson Reuters*.

Durante o final da Fase I, o preço continuou a subir durante a segunda metade de 2007 atingindo um valor máximo de cerca de 29 €/ton_{CO2} em 2008, valor este acompanhado pelo movimento ascendente dos mercados energéticos, especificamente o do preço do petróleo cuja análise mais detalhada é realizada no próximo capítulo.

No final de 2008, a crise financeira internacional teve um efeito notável nos mercados financeiros e repercursões no mercado de *commodities* de energia⁶⁰, designadamente na descida dos preços do carbono, resultantes das expectativas de redução da atividade económica dos setores abrangidos pelo EU ETS (redução de 10% em média), tendo atingindo um preço em redor dos 8 €/ton_{CO2}.

⁶⁰ Identificado no trabalho de Zhu, J. & Wei, Y., "Examining the structural changes of European carbon futures price 2005-2012", de 2012, divulgado em Paris por IIPAG Business School.



No primeiro trimestre de 2009, o preço do carbono estabilizou na ordem dos 14 €/ton_{CO₂}, tendo-se mantido neste patamar até cerca de meados de 2011. De seguida, assistiu-se a uma subida momentânea do preço nos mercados de carbono que poderá estar associada ao acidente da central nuclear de Fukushima que motivou a uma maior utilização da produção de base térmica para a produção de eletricidade no Japão. Contudo, após esta externalidade, 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 devido ao agravamento das crises de dívida soberana 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 valores em redor dos 3 €/ton_{CO₂} devido ao excesso de licenças de emissão observado no mercado devido à 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.

É de salientar que desde o início de 2018 que o preço das licenças de emissão de CO₂ subiu de forma significativa, registando um valor acima dos 25 €/ton_{CO₂} no final do ano. No final de 2018, ocorreu um aumento de cerca de 200% face aos valores do início do ano, em torno dos 8 €/ton_{CO₂}. Este valor foi motivado em grande parte, pela publicação da nova Diretiva do EU ETS, a Diretiva (EU) 2018/410, de 14 de março, bem como da discussão e os compromissos que a antecederam no âmbito do tratado do Acordo de Paris, que veio definir para o período pós 2020 novas regras⁶¹, ao permitir antecipar uma previsível escassez das licenças de emissão no mercado. Consequentemente, originou, como antecipação a este efeito, uma forte pressão de compra de licenças de emissão no mercado.

Pese embora as previsões futuras apontarem 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. Este acontecimento é explicado devido à implementação por parte da Comissão Europeia de um Plano de Ação de Contingência a fim de garantir que um cenário de “ausência de acordo” não afete o bom funcionamento e a integridade ambiental do EU ETS. As decisões estabelecidas pela CE neste sentido passam por suspender temporariamente, para o Reino Unido, a atribuição a título garantido de licenças de emissão, a venda em leilão e a troca de créditos internacionais com efeitos a partir de janeiro de 2019.

⁶¹ Como seja a diminuição dos limites de emissão de CO₂ e dos excedentes de licenças de emissão.

A evolução do preço das EUA reflete igualmente o dinamismo da economia europeia. Neste contexto, foi operacionalizado em janeiro de 2019 o *Market Stability Reserve* (MSR) cujo objetivo é neutralizar os impactos negativos do excedente na alocação de licenças de emissão e melhorar a resiliência do EU ETS a externalidades futuras.

Ficou previsto que, nos primeiros oito meses do ano de 2019, o MSR contribuiu para uma redução de 265 milhões de licenças de CO₂ no volume de leilões de emissão primária de direitos de emissão.

O preço sinalizado no final do terceiro trimestre de 2019 andou em redor dos 25 €/ton_{CO₂}, muito alinhado com a média de preços observada entre 1 de janeiro e 30 de setembro. Comparando a média de preços durante os primeiros nove meses do ano com o seu período hómologo (em 2018) observa-se um acréscimo de 73% do valor da cotação média do preço das licenças de emissão de CO₂, correspondente a um agravamento no valor de cerca de 10,50 €/ton_{CO₂}, muito influenciado pelas medidas de contingência implementadas pela CE acima descritas.



4. IMPACTO DAS LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂ NOS PREÇOS DA ELETRICIDADE

4.1. ANÁLISE TEÓRICA

O EU ETS deu origem a um mercado de licenças de emissão tornando “visível” um preço para o dióxido de carbono. Este preço passou a ser mais uma componente do custo de produção para as instalações emissoras abrangidas, no qual se inclui os produtores de energia elétrica de base térmica. De facto, com a introdução de restrições à emissão de CO₂ aos produtores de energia elétrica de base térmica na União Europeia, a política climática passou a ter um efeito impactante no setor elétrico.

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 CO₂ pelos produtores de energia elétrica de base térmica, ainda que atribuídas gratuitamente, assumem a forma de um custo de oportunidade.

Num mercado competitivo, a repercussão dos preços de CO₂ aos preços da eletricidade é inevitável, sendo esta necessária para incentivar o investimento em tecnologias de produção limpas e mais eficientes⁶².

Como exposto anteriormente, o EU ETS está desenhado como um sistema de *cap-and-trade*, onde os produtores de energia elétrica de base térmica têm a possibilidade de utilizar a licenças de emissão de CO₂ para cobrir as emissões geradas da atividade de produção ou, alternativamente, vender estas licenças em mercado. Assim, a utilização de licenças para cobrir emissões associadas à produção de energia elétrica de base térmica representa sempre um custo de oportunidade, quer as licenças tenham sido atribuídas gratuitamente, quer tenham sido adquiridas em leilão.

A adição do custo de oportunidade referente a utilização das licenças de emissão de CO₂ aos demais custos variáveis associados à produção de energia elétrica de base térmica constitui um fator importante para o sucesso de um sistema de mercado de emissões do tipo *cap-and-trade* no sentido em que este sistema permite alcançar os objetivos da redução das emissões de CO₂ ao mais baixo custo.

⁶² Segundo estudo “CO₂ Allowance & Electricity price interaction: Impact on industry’s electricity purchasing strategies in Europe” (2007), divulgado pela International Energy Agency (OECD/IEA).

Com o correto funcionamento do sistema cap-and-trade, estarão garantidos⁶³ :

- o incentivo para que os consumidores de eletricidade reduzam o seu consumo ou procurem fornecedores de eletricidade menos intensivos em carbono com preços mais competitivos; e,
- o incentivo para que os produtores de eletricidade de base térmica reduzam as suas emissões de CO₂ via utilização de tecnologias menos intensivas na emissão de carbono ou investindo em projetos de captura e retenção de carbono.

Neste âmbito, é de realçar que a não internalização do custo adicional associado ao custo do carbono por parte dos produtores leva a menores estímulos para adoção de medidas de mitigação das emissões de CO₂, o que implica em menores estímulos para a adoção de práticas mais eficientes ao nível do consumo.

Assim, torna-se relevante uma análise aprofundada que procure aferir a eficácia com que o mecanismo de sinalização do custo das licenças de emissão de CO₂ tem impactado no preço da eletricidade ao nível do mercado europeu, designadamente no MIBEL.

A literatura económica sugere que na estrutura de mercado em concorrência perfeita é esperado que os produtores de eletricidade internalizem a totalidade dos custos de oportunidade do carbono. Ou seja, neste cenário, a taxa de repercussão (*pass-through rate*) do custo do CO₂ para o preço da eletricidade seria de 100%, uma vez que todos os custos marginais deveriam estar refletidos na oferta de venda.

Por outro lado, em cenários com condições para o exercício do poder de mercado, a extensão com que os agentes repercutem o custo do CO₂ no preço da eletricidade depende de vários fatores, tais como⁶⁴ :

- I. grau de concentração do mercado⁶⁵ ;
- II. mix tecnológico associado à produção de energia elétrica;
- III. capacidade de geração elétrica disponível no mercado.

⁶³ Segundo Freitas (2016) em “Avaliação do Impacto do Mercado de Carbono nos Mercados Elétricos de Portugal e Espanha”.

⁶⁴ De acordo com Chernyavs'ka e Gulli (2007).

⁶⁵ Wals e Rijkers (2003) e Sijm, et al. (2005) indicam que o incremento do preço da eletricidade será maior em mercados competitivos do que em cenários com condições para exercício do poder de mercado já que neste caso parte do incremento do custo do carbono tenderá a ser acomodado pela redução da margem de lucro dos produtores. Por outro lado, há autores que defendem que o aumento do preço da eletricidade provocado pelo custo do carbono tenderá a ser maior em cenários de elevada concentração de mercado (Lise, 2005).



Estes factores podem levar a concluir que a taxa de repercussão do custo do carbono no preço da eletricidade pode ser inferior a 100%. A elasticidade da procura de eletricidade face ao preço e eventuais alterações na ordem de mérito dos produtores devido à introdução da restrição nas emissões de CO₂ nas ofertas de venda de eletricidade são as variáveis que justificam o facto da variação do preço da eletricidade poder ser inferior ao custo do carbono.

Na elasticidade da procura de eletricidade face ao preço, é evidente que, caso a curva da procura seja elástica, qualquer aumento dos preços motivado pelo acréscimo do custo marginal associado às emissões de CO₂ levará a uma redução na procura. É importante sinalizar que tal redução da procura pode levar à saída no mercado do produtor de eletricidade com o custo marginal mais elevado, uma vez que será um produtor com custo marginal mais baixo a estabelecer o preço de encontro, no qual se conclui que na situação de procura perfeitamente elástica, a taxa de repercussão do custo do carbono será de 0%.

Por outro lado, num contexto de procura inelástica, ou seja, em que esta tendencialmente não responde em quantidade a variações do preço ofertado em cada horizonte de definição desse mesmo preço, a taxa de repercussão do custo do carbono será de 100%, assumindo que não haja alterações na ordem de mérito das ofertas dos produtores de eletricidade.

No entanto, caso a introdução de restrições às emissões de CO₂ tenha como resultado a troca de das ofertas das tecnologias de produção de energia elétrica na ordem de mérito, a situação será diferente. Neste cenário, a variação do preço da eletricidade será sempre inferior ao incremento de custo marginal na tecnologia, resultando numa taxa de repercussão do custo do carbono inferior à 100%. Isso ocorre porque, ainda que haja a total internalização do custo associado ao CO₂ na estrutura de custos dos produtores, com a inversão da ordem de mérito, haverá alterações na tecnologia que determina o preço final da eletricidade.

A título de exemplo, ao considerar um cenário sem a introdução do custo de emissão associado ao CO₂, o preço da eletricidade seria definido pela tecnologia2, ou seja, $\text{Preço}_{\text{ele}} = \text{Cmg}_{\text{tecnologia2}}^{66}$ e que $\text{Cmg}_{\text{tecnologia1}} < \text{Cmg}_{\text{tecnologia2}}$. No entanto, com a introdução do custo de emissão de CO₂ ocorre uma alteração na ordem de mérito das tecnologias ($\text{Cmg}_{\text{tecnologia1}} + \Delta\text{Cmg}_{\text{tecnologia1}} > \text{Cmg}_{\text{tecnologia2}} + \Delta\text{Cmg}_{\text{tecnologia2}}$) e o preço da eletricidade passa a ser definido pela tecnologia1 ($\text{Preço}_{\text{ele}} = \text{Cmg}_{\text{tecnologia1}} + \Delta\text{Cmg}_{\text{tecnologia1}}$).

⁶⁶ Cmg: *coste marginal de generación*.

Diante deste cenário, fica claro perceber que a variação do preço da eletricidade é inferior ao incremento do custo marginal na tecnologia marginal ($\Delta\text{Preço}_{\text{ele}} < \Delta\text{Cmg}_{\text{tecnologia1}}$), resultando numa taxa de repercussão do custo do carbono inferior a 100%⁶⁷.

Além dos fatores apresentados anteriormente, há alguns aspetos adicionais relacionados ao poder de mercado que podem acabar por influenciar a repercussão dos custos de carbono ao preço final da eletricidade, nomeadamente⁶⁸ :

- **Estratégia das empresas em mercado:** Além da maximização dos lucros, as empresas podem atuar no mercado com outros objetivos, tais como, a maximização da receita ou da quota de mercado. A estratégia escolhida afeta a taxa de repercussão dos custos do CO₂ ao preço da eletricidade;
- **Quadro regulatório:** A regulação de mercado estabelecida pelas entidades públicas pode tratar as licenças de CO₂ adquiridas através de compra no mercado de forma diferente das licenças de CO₂ atribuídas gratuitamente, o que pode levar a diferentes taxas de repercussão dos custos do CO₂ para cada um desses cenários;
- **Falhas de mercado:** A taxa de repercussão dos custos do CO₂ pode ser afetada pela incidência de falhas de mercado, tais como, riscos, incertezas ou informação assimétrica.

Diante do exposto, o presente capítulo visa avaliar o impacto do preço das licenças de emissão de CO₂ na formação do preço da eletricidade no mercado ibérico. Para tal, recorreu-se à utilização de ferramentas estatísticas, nomeadamente, a regressão linear múltipla. Também será apresentada uma análise descritiva das principais variáveis utilizadas nesta análise. Os principais resultados obtidos serão apresentados a seguir.

⁶⁷ Importa referir que qualquer outro fator que possa levar a alterações na ordem de mérito pode ser igualmente responsável por alterações na taxa de repercussão do custo do carbono. Um exemplo seria o caso da pressão competitiva associada à ocorrência de excessos de capacidade de geração elétrica, apontado por Reinaud (2003).

⁶⁸ Conforme estudo "The impact of the EU ETS on electricity prices", de 2008, divulgado pelo Energy Research Center of the Netherlands (ECN).



4.2. ANÁLISE ESTATÍSTICA

Nesta secção, são apresentadas e caracterizadas as variáveis dependentes selecionadas, PRECO_ES e PRECO_PT (preço do mercado diário da eletricidade na zona espanhola e portuguesa do MIBEL em euros/MWh, respetivamente), e as variáveis independentes que serão utilizadas para efeitos de análise no modelo de regressão linear múltipla.

Importa referir que, tratando-se de um mercado de procura inelástica, em que, por essa razão, os preços são determinados pela estrutura da oferta, o modelo estatístico apresentado considera variáveis explicativas centradas na referida estrutura da oferta. Em acréscimo, sendo uma das variáveis consideradas o contributo percentual da produção renovável para a satisfação da procura, as flutuações desta última são captadas na especificação do modelo, na perspetiva de uma procura residual a ser satisfeita por tecnologias emitentes.

A Tabela 4-1 descreve as variáveis independentes, síncronas no tempo com o preço do mercado diário da eletricidade na zona espanhola e portuguesa do MIBEL, selecionadas para a realização do modelo de regressão linear múltipla⁶⁹.

⁶⁹ Conforme modelo de Bauer e Zink (2005), que utiliza as variáveis de preço do carbono, do petróleo, do carvão e do gás natural como variáveis explicativas do preço da eletricidade. A variável PESO_PRE foi incluída neste modelo como forma de aferir o impacto do mix tecnológico utilizado na produção de energia elétrica no preço da eletricidade. Indiretamente, a variável ainda pode ser um indicador do nível de hidraulicidade ibérico.

Tabela 4-1 Variáveis independentes utilizadas no modelo regressivo.

Classificação da Variável	Variável	Descrição da Variável	Fonte
Energia	TTF	Preço do gás natural <i>Title Transfer Facility</i> (TTF) no mercado holandês em euros/MWh _{gás}	Reuters
	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 <i>benchmarking</i> internacional em euros/bbl.	
Preço	EUA	Preço das licenças EU <i>allowances carbon trading</i> - cotação <i>spot</i> das licenças de emissão de CO ₂ em euros/ton.	Reuters
Indicador Mix de geração	PESO_PRE	Valor percentual do contributo ibérico da produção proveniente da PRE para a satisfação da procura em mercado diário.	OMIE

Com a concretização do MIBEL, procedeu-se à harmonização de um conjunto de procedimentos, regras, condições económicas e técnicas entre Portugal e Espanha, além da promoção do reforço das interligações transfronteiriças entre ambos os países que levou a uma forte integração dos dois mercados, tendo observado uma convergência de preços entre as zonas, em 2018 e em 2019, na ordem de 95% do tempo⁷⁰.

Diante do exposto, as séries temporais analisadas compreendem o período entre 1 de julho de 2007 e 30 de setembro de 2019. Optou-se pelo início do período de análise em 2007 de modo a nivelar o estudo com a entrada em funcionamento do MIBEL.

⁷⁰ Dados do OMIE



Assim, alinhada às fases do EU ETS já apresentadas anteriormente, a presente análise foi dividida em 2 períodos:

- Período 1 – 1 de julho de 2007 a 31 de dezembro de 2012 –, que engloba as Fases I⁷¹ e II do EU ETS;
- Período 2 – 1 de janeiro de 2013 a 30 de setembro de 2019 –, que engloba a Fase III do EU ETS.

Essa segmentação da análise é de extrema relevância tendo em vista a comparação dos resultados obtidos em cada uma das fases de implementação do referido sistema.

O modelo regressivo aqui seguido não foi objeto de tratamento de sazonalidade, por razões de opção metodológica, ainda que se possa referir que tal abordagem, sendo concretizada, poderia conduzir a uma concepção, resultados e conclusões distintas das que se extraem com o presente modelo.

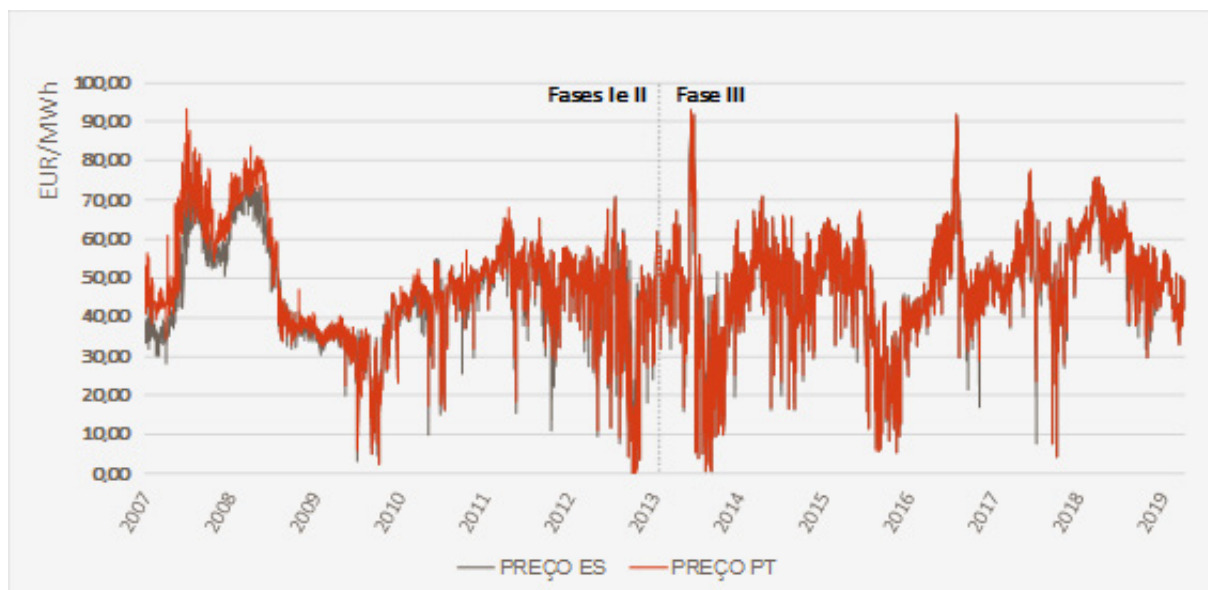
ANÁLISE DESCRITIVA DAS PRINCIPAIS VARIÁVEIS UTILIZADAS

Com a implementação em 2007 do MIBEL, passou-se a observar uma correlação muito forte entre os preços em Portugal e em Espanha (cerca de 0,97). Tal facto pode ser constatado na observação da Figura 4 1 que reflete a evolução dos preços ibéricos entre 1 de julho de 2007 e 30 de setembro de 2019 e evidencia a convergência de preços entre os dois mercados.

Entre 2016 e 2019, a evolução do preço médio anual do mercado diário é claramente ascendente nos mercados sob análise. No mercado português, o aumento do preço médio anual do mercado diário entre 2016 e 2017 foi cerca de 32%, enquanto que esse aumento entre 2017 e 2018 foi cerca de 10%. No caso espanhol, o aumento entre 2016 e 2017 foi de 33,1% e entre 2017 e 2018 foi de 9%. Por outro lado, entre 2018 e setembro de 2019, essa tendência é decrescente (cerca de 14% de queda no preço médio anual em ambos os mercados).

⁷¹ Os primeiros anos de funcionamento do EU ETS foram de aprendizagem. Assim, a Fase I é considerada por muitos autores como sendo um período atípico e, por isso, pouco representativa. Isso reforça a realização da análise estatística subdividida em períodos, com o Período 1 a iniciar-se apenas no final da Fase I, a partir da entrada em funcionamento do MIBEL, no segundo semestre de 2007.

Figura 4-1 Preços diários da eletricidade no MIBEL.
Julho 2007 - setembro 2019

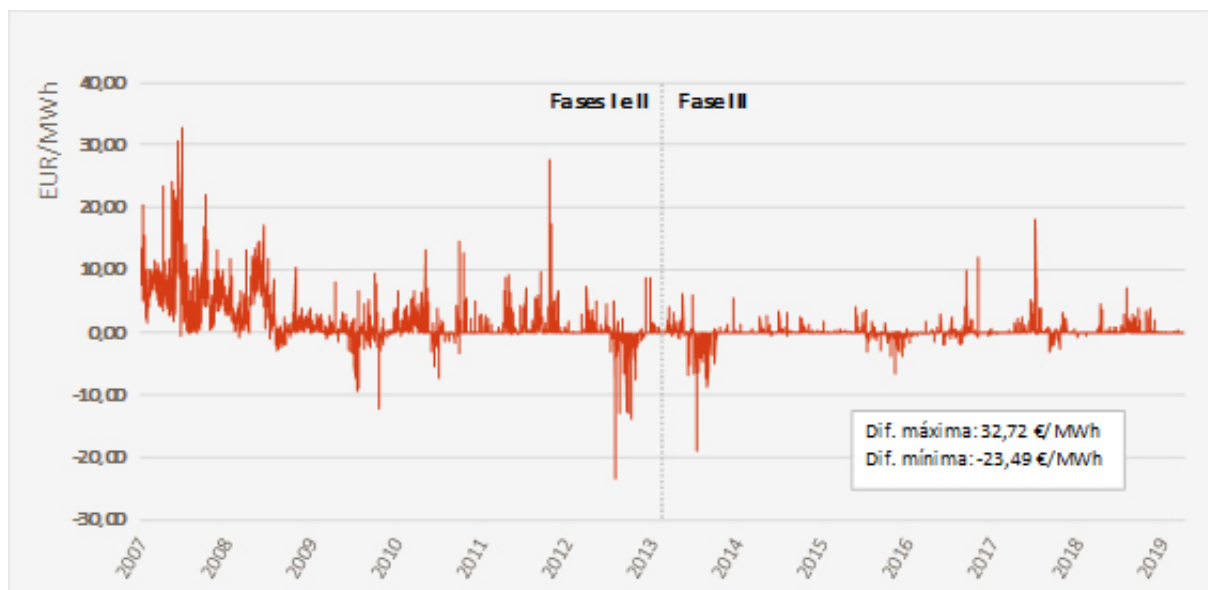


Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIE.

A Figura 4-2 apresenta a evolução do diferencial dos preços médios diários entre os mercados português e espanhol no período compreendido entre 1 de julho de 2007 e 30 de setembro de 2019. Nota-se uma maior convergência de preços a partir do segundo semestre de 2014. A diferença máxima entre os preços diários dos mercados português e espanhol (32,72 €/MWh) foi registada em 24 de dezembro de 2007, enquanto que a diferença mínima entre os referidos mercados (-23,49 €/MWh) foi observada em 25 de janeiro de 2013.



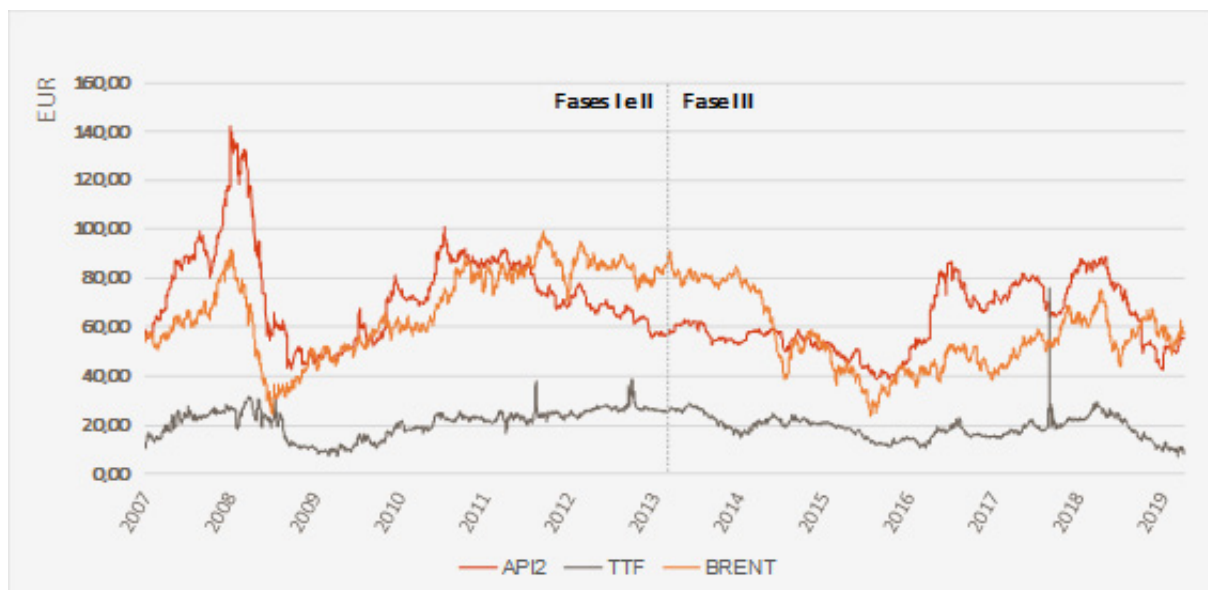
Figura 4-2 Diferencial de preços entre os mercados Português e Espanhol.
Julho 2007 - setembro 2019



Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIE.

A Figura 4-3 reflete a evolução dos preços a prazo dos combustíveis: carvão (API2), gás natural (TTF) e petróleo (BRENT) no período compreendido entre 1 de julho de 2007 e 30 de setembro de 2019. Em geral, todas as séries analisadas mostraram uma tendência descendente entre 2013 e 2016, produzindo uma clara mudança de tendência na evolução destas cotações durante o período 2016-2019. As estatísticas descritivas de tais variáveis para os anos recentes de 2017, 2018 e 2019 são apresentadas na Tabela 4-2.

Figura 4-3 Preços a prazo do API2, TTF e BRENT.
Julho 2007 - setembro 2019



Fonte: elaboração própria a partir de dados da Thomson Reuters.



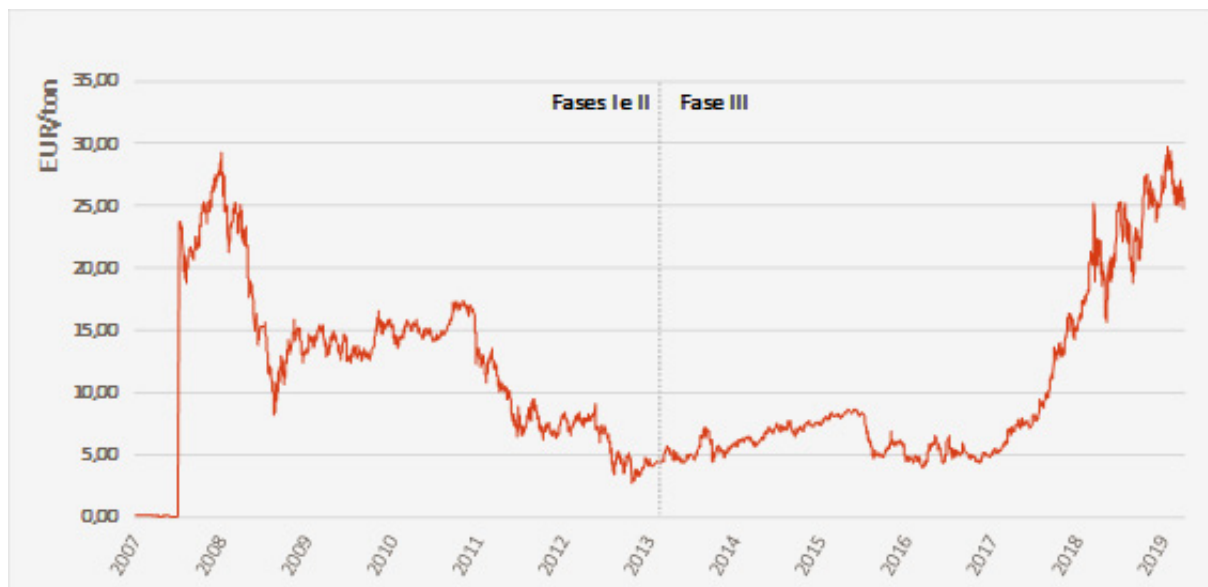
**Tabela 4-2 Estatísticas descritivas dos preços a prazo do API2, TTF e BRENT.
Janeiro de 2017 - setembro de 2019**

Ano	Estatística	API2 (euros/ton)	TTF (euros/Mwh)	BRENT (euros/bbl)
2017	Média	74,65	17,30	48,02
	Mediana	73,92	16,55	47,88
	Máximo	87,00	23,00	56,27
	Mínimo	65,91	14,60	38,56
	Desvio Padrão	5,07	2,15	4,52
2018	Média	78,07	22,80	60,14
	Mediana	78,57	22,23	61,28
	Máximo	88,59	76,00	75,13
	Mínimo	64,15	17,40	44,11
	Desvio Padrão	7,56	4,24	6,74
2019	Média	56,31	13,84	57,83
	Mediana	52,67	13,07	57,58
	Máximo	76,86	22,68	67,57
	Mínimo	42,97	7,18	44,12
	Desvio Padrão	8,61	3,94	4,37

Fonte: elaboração própria a partir de dados da *Thomson Reuters*.

Na Figura 4-4 observa-se que, no período 2016-2019, as cotações das licenças de emissão de CO₂ (EUA) aumentaram significativamente em comparação com a média registada no período compreendido entre 2013 e 2016 (no qual também mostraram uma tendência ascendente). Assim, entre 2013 e 2016, o aumento do preço médio das licenças de emissão de CO₂ situou-se em 15,4%, enquanto que no período 2016-2019 esse aumento foi de 338%. Em 2016, a média aritmética dos preços atingiu um valor de 5,4 €/ton_{CO2}, aumentando até à cotação de 24,72 €/ton_{CO2} verificado no final do mês de setembro de 2019. As estatísticas descritivas de tais variáveis para os anos recentes de 2017, 2018 e 2019 são apresentadas na Tabela 4-3.

Figura 4-4 Preços das licenças EUA.
Julho 2007 - setembro 2019



Fonte: elaboração própria a partir de dados da *Thomson Reuters*.



**Tabela 4-3 Estatísticas descritivas dos preços das EUA.
Janeiro de 2017 - setembro de 2019**

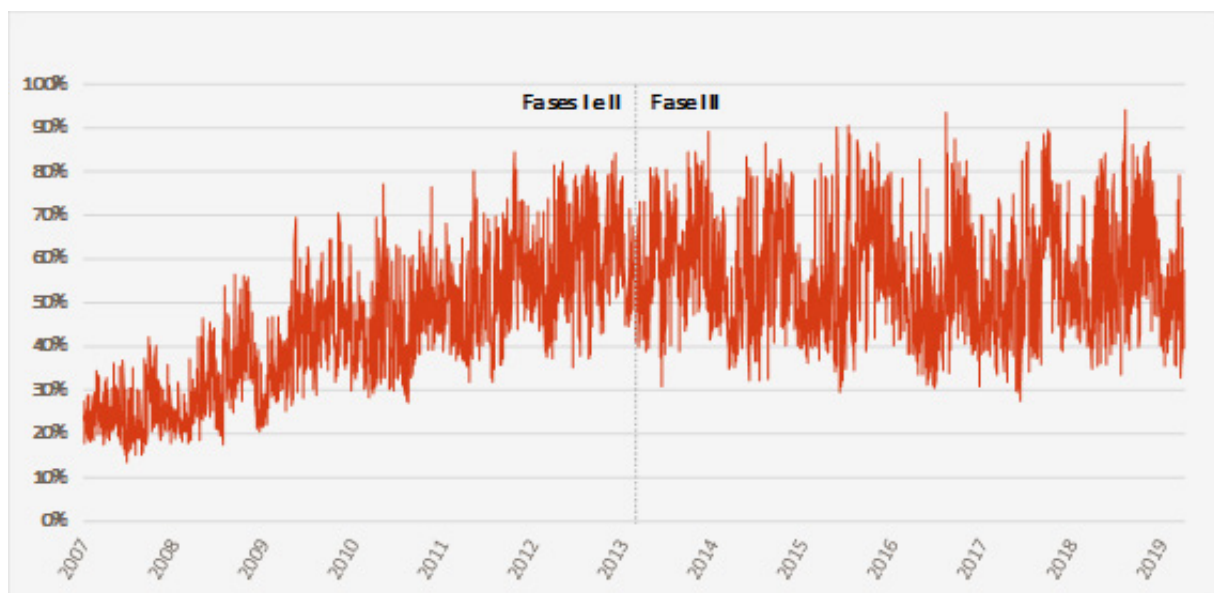
Ano	Estatística	EUA (euro/ton)
2017	Média	5,85
	Mediana	5,34
	Máximo	8,21
	Mínimo	4,35
	Desvio Padrão	1,12
2018	Média	16,00
	Mediana	16,00
	Máximo	25,23
	Mínimo	7,66
	Desvio Padrão	4,63
2019	Média	24,93
	Mediana	25,21
	Máximo	29,81
	Mínimo	18,80
	Desvio Padrão	2,37

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Thomson Reuters.

A Figura 4- 5 apresenta a evolução do peso do contributo ibérico da produção proveniente da Produção em Regime Especial (PRE) entre o segundo semestre de 2007 e setembro de 2019. Nota-se uma clara tendência ascendente no período avaliado.

Figura 4-5 Peso do contributo ibérico da produção proveniente da PRE para a satisfação da procura em mercado diário (%).

Julho 2007 - setembro 2019



Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIE.

A Tabela 4-4 apresenta os principais dados relativos à análise descritiva das variáveis sob estudo. Entre 1 de julho de 2007 e 30 de setembro de 2019, o preço médio diário de mercado em Espanha e Portugal foi de 47,35 €/MWh e 48,37 €/MWh, respectivamente. O intervalo de variação⁷² dos preços da eletricidade em Portugal (PRECO_PT) e em Espanha (PRECO_ES) foram muito próximos, 93,35 e 93,11, respetivamente. Em todo caso, o cenário português apresentou desvio padrão maior que o espanhol (14,11 no caso português e 13,42 no caso espanhol).

As variáveis relativas ao preço do API2 e ao preço do BRENT apresentaram um intervalo de variação muito significativo. Enquanto que para o carvão o valor mínimo registado no período avaliado foi de 38,41 €/ton e o máximo foi de 141,91 €/ton; para o petróleo, o valor mínimo foi de 23,62 €/bbl e o máximo de 99,29 €/bbl. Essa grande variação não se reflete no nível de assimetria das distribuições, pelo que concluímos que esses intervalos não derivam de *outliers*. O facto pode ser ainda constatado pela pouca diferença entre os valores da média e da mediana para as duas distribuições.

⁷² Diferença entre o preço máximo e o preço mínimo do período considerado.



Quanto ao preço do TTF, o intervalo de variação foi de 69 €/MWh_{gás}, tendo sido o valor máximo registado 76,00 €/MWh_{gás} enquanto que o mínimo foi 7,00 €/MWh_{gás}. Quanto ao preço das licenças EUA, verifica-se um intervalo de variação baixo, especialmente quanto comparado com os demais, com uma distribuição normal.

Por fim, a variável que indica o valor percentual do contributo ibérico da produção proveniente da PRE para a satisfação da procura em mercado diário (PESO_PRE) variou entre 10% e 90% no período sob análise.

Tabela 4-4 Estatística descritiva das principais variáveis.

Julho de 2007 - setembro de 2019

	PRECO_PT (euros/Mwh)	PRECO_ES (euros/Mwh)	TTF (euros/Mwh)	API2 (euros/ton)	BRENT (euros/bbl)	EUA (euros/ton)	PESO_PRE (%)
Média	48,37	47,35	19,90	68,04	62,15	11,02	0,49
Mediana	48,56	48,24	20,63	66,47	59,97	8,15	0,49
Máximo	93,35	93,11	76,00	141,91	99,29	29,81	0,94
Mínimo	0,00	0,00	7,00	38,41	23,62	0,01	0,13
Desvio Padrão	14,11	13,42	5,46	17,37	16,96	6,90	0,15
Assimetria	-0,32	-0,45	0,06	0,96	0,06	0,77	0,09
Achatamento	3,88	3,95	4,88	4,55	1,93	2,72	2,50

Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIE e da *Thomson Reuters*.

Nota: Coeficiente de assimetria (skewness)- este indicador caracteriza o grau de assimetria de uma distribuição em relação à sua média. A assimetria positiva indica uma distribuição unilateral que se estende a valores superiores à média. A assimetria negativa indica uma distribuição unilateral que se estende a valores inferiores à sua média. Grau de achatamento ou curtose (kurtosis) - este indicador descreve as características de uma distribuição, comparada com a distribuição normal. Uma curtose positiva indica uma distribuição relativamente pontuda, enquanto que uma curtose negativa indica uma distribuição relativamente plana.

MODELO REGRESSIVO

Nesta secção, a regressão linear múltipla foi utilizada para obter um modelo que permita prever as variáveis dependentes PRECO_ES (preço diário da eletricidade em Espanha) em função variáveis independentes apresentadas anteriormente.

Importa circunstanciar que o modelo regressivo aqui assumido não pretende servir de base previsional para evoluções futuras do preço de mercado da energia elétrica.

Neste sentido, ainda que as séries estatísticas de carácter económico verifiquem uma condição frequente de não estacionaridade, tal circunstância seria de relevo se o modelo econométrico seguido tivesse o propósito de efetuar inferência temporal. Acresce que, mesmo em observação empírica, os preços das licenças de CO₂, apresentam variações em nível que se atribuem mais facilmente a transições de regime de política no contexto do mecanismo de comércio europeu de licenças de emissão (que aqui se tratam efetuando análise segregada para cada período) que a uma evidente evolução de tendência.

Assim, de forma pragmática e objetiva, o modelo aqui apresentado deve ser utilizado com as limitações que atrás se expressaram, devendo ser entendido como um apuramento de impactes e não com uma base de inferência prospetiva. Por essa mesma razão, o contrafactual do modelo regressivo é efetuado com a avaliação de impactos efetuada na secção seguinte deste estudo.

Em todos os cenários avaliados, a metodologia permitiu identificar as variáveis TTF, API2, BRENT, EUA e PESO_PRE como explicativas da variável explicada PRECO_ES.

Após a realização das análises estatísticas, e considerando elevado nível de acoplamento de preços ao nível do mercado ibérico, optou-se por apresentar os resultados referentes apenas à variável dependente PRECO_ES⁷³. Tal decisão visa simplificar o reporte dos resultados e justifica-se pela correlação positiva muito forte⁷⁴ entre as duas variáveis.

⁷³ Reforça-se que também foi realizada a análise regressiva considerando o preço diário da eletricidade em Portugal como variável dependente e os resultados não apresentaram diferenças significativas àquelas obtidos pela utilização dos preços em Espanha como variável dependente.

⁷⁴ Marôco (2011) considera que as correlações são muito fortes para $|r| \geq 0,75$.



O Método dos Mínimos Quadrados foi utilizado para estimar os parâmetros do modelo. A relação entre a variável dependente e as independentes identificadas será dada pela seguinte equação:

$$\text{PRECO_ES} = \beta_0 + \beta_1 \cdot \text{TTF} + \beta_2 \cdot \text{API2} + \beta_3 \cdot \text{BRENT} + \beta_4 \cdot \text{EUA} + \beta_5 \cdot \text{PESO_PRE} + \varepsilon_j$$

Analisaram-se os pressupostos do modelo, nomeadamente, o da distribuição normal, o da homogeneidade e o da independência dos erros para os dois cenários descritos. Posteriormente, realizou-se a análise de estacionariedade dos resíduos. Considerou-se para todas as análises uma probabilidade de erro tipo I (α) de 10%. Os resultados serão apresentados a seguir.

PERÍODO 1: 1 DE JULHO DE 2007 A 31 DE DEZEMBRO DE 2012

Neste cenário, a regressão linear múltipla permitiu identificar as variáveis TTF ($\beta_1 = 1,32$; $\rho < 0,001$), API2 ($\beta_2 = 0,08$; $\rho < 0,001$), BRENT ($\beta_3 = 0,27$; $\rho < 0,1$), EUA ($\beta_4 = 0,29$; $\rho < 0,001$) e PESO_PRE ($\beta_5 = -39,89$; $\rho < 0,001$) como variáveis explicativas estatisticamente significativas.

O modelo final ajustado é:

$$\text{PRECO_ES} = 24,76 + 1,32 \cdot \text{TTF} + 0,08 \cdot \text{API2} + 0,27 \cdot \text{BRENT} + 0,29 \cdot \text{EUA} - 39,89 \cdot \text{PESO_PRE}$$

Este modelo é altamente significativo e explica uma proporção elevada da variabilidade de PRECO_ES ($F = 1008$; $\rho < 0,001$; R^2 ajustado = 0,71).

Tabela 4-5 Resultados da regressão para o Período 1.
(2007 a 2012)

Variáveis	Coefficientes	Erro Padrão Robusto	t	Prob.
C	24.76366	0.831471	29.78296	0.0000
TTF	1.319101	0.044599	29.57725	0.0000
API2	0.077882	0.016245	4.794150	0.0000
BRENT	0.027108	0.015042	1.802155	0.0717
EUA	0.287324	0.028931	9.931211	0.0000
PESO_PRE	-39.88933	1.459184	-27.33674	0.0000
Nº de observações	2011			
F-statistic	1008.180			
Prob(F-statistic)	0.000000			
Adjusted R-squared	0.714728			

Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIE e da Thomson Reuters.

PERÍODO 2: 1 DE JANEIRO DE 2013 A 31 DE SETEMBRO DE 2019

Neste cenário, a regressão linear múltipla permitiu identificar as variáveis TTF ($\beta_1 = 0,42$; $\rho < 0,001$), API2 ($\beta_2 = 0,33$; $\rho < 0,001$), BRENT ($\beta_3 = -0,07$; $\rho < 0,001$), EUA ($\beta_4 = 0,49$; $\rho < 0,001$) e PESO_PRE ($\beta_5 = -62,68$; $\rho < 0,001$) como variáveis explicativas estatisticamente significativas.

O modelo final ajustado é:

$$\text{PRECO_ES} = 53,88 + 0,42*\text{TTF} + 0,33*\text{API2} - 0,07*\text{BRENT} + 0,49*\text{EUA} - 62,68*\text{PESO_PRE}.$$

Este modelo é altamente significativo e explica uma proporção elevada da variabilidade de PRECO_ES (F = 642; $\rho < 0,001$; R2 ajustado = 0,57).



Tabela 4-6 Resultados da regressão para o Período 2.
(2013 a 2019)

Variáveis	Coefficientes	Erro Padrão Robusto	t	Prob.
C	53.87803	1.406954	38.29409	0.0000
TTF	0.420855	0.052325	8.043044	0.0000
API2	0.334846	0.016932	19.77566	0.0000
BRENT	-0.076072	0.015537	-4.896060	0.0000
EUA	0.491569	0.028700	17.12778	0.0000
PESO_PRE	-62.68632	1.498942	-41.82037	0.0000
Nº de observações	2464			
F-statistic	642.9825			
Prob(F-statistic)	0.000000			
Adjusted R-squared	0.565831			

Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIE e da *Thomson Reuters*.

ANÁLISE DE RESULTADOS OBTIDOS

A Tabela 4-7 apresenta a consolidação dos resultados obtidos do modelo regressivo para os diferentes períodos analisados.

Tabela 4-7 Consolidação dos resultados das regressões.

	Período 1		Período 2	
	Coefficientes	Prob.	Coefficientes	Prob.
C	24.76366	0.0000	53.87803	0.0000
TTF	1.319101	0.0000	0.420855	0.0000
API2	0.077882	0.0000	0.334846	0.0000
BRENT	0.027108	0.0717	-0.076072	0.0000
EUA	0.287324	0.0000	0.491569	0.0000
PESO_PRE	-39.88933	0.0000	-62.68632	0.0000
Adjusted R-squared	0.714728		0.565831	

Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIE e da Thomson Reuters.

As estimativas obtidas na Tabela 4-8 apresentam o sinal observado em acordo com o sinal esperado definido previamente para quase todas as variáveis. A exceção é a variável independente BRENT, cuja expectativa era que tivesse um efeito positivo na definição do preço da eletricidade e, no entanto, o efeito observado no Período 2 foi negativo.



Tabela 4-8 Resultados Esperados e Observados.

Variável	Sinal Esperado*	Sinal Observado	
		Período 1	Período 2
TTF	+	+	+
API2	+	+	+
BRENT	+	+	-
EUA	+	+	+
PESO_PRE	-	-	-

Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIE e da Thomson Reuters.

Nota: Sinal esperado positivo: as variações na variável explicativa são diretamente proporcionais às variações do preço da eletricidade. Sinal esperado negativo: as variações na variável explicativa são inversamente proporcionais às variações do preço da eletricidade.

A partir da análise de regressão efetuada, conclui-se que todas as variáveis independentes consideradas apresentaram um impacto estatisticamente significativo sobre o preço da eletricidade de mercado espanhol. As principais conclusões são apresentadas a seguir:

a) **Preço do gás natural (TTF):** as variações ocorridas no preço do gás natural são diretamente proporcionais às variações no preço da eletricidade (coeficiente de regressão positivo para os dois períodos analisados).

Na análise referente ao Período 1 (2007-2012), verificou-se que o aumento de 1 €/MWhgás no preço da variável independente TTF, o preço da eletricidade em Espanha sofreria um aumento de 1,32 €/MWh (coeficiente de regressão $\beta_1 = +1,32$). Para o Período 2 (2013-2019) esse impacto seria bastante inferior, com o aumento de 1 €/MWhgás no preço de TTF, levando a um aumento de apenas 0,42 €/MWh no preço da eletricidade (coeficiente de regressão $\beta_1 = +0,42$).

b) **Preço do carvão (API2):** as variações ocorridas no preço carvão são diretamente proporcionais às variações no preço da eletricidade (coeficiente de regressão positivo para os dois períodos analisados). Na análise referente ao Período 1 (2007-2012), verificou-se que com o aumento de 1 €/ton no preço da

variável independente API2, o preço da eletricidade em Espanha sofreria um aumento de 0,08 €/MWh (coeficiente de regressão $\beta_2 = +0,08$). Para o Período 2 (2013-2019) esse impacto seria de um aumento de apenas 0,33 €/MWh no preço da eletricidade (coeficiente de regressão $\beta_2 = +0,33$).

c) Preço do petróleo (BRENT): as variações ocorridas no preço do petróleo são diretamente proporcionais às variações no preço da eletricidade (coeficiente de regressão positivo) para o Período 1, conforme o sinal esperado indicado anteriormente. Por outro lado, para o Período 2, as variações ocorridas no preço do petróleo são inversamente proporcionais às variações no preço da eletricidade (coeficiente de regressão negativo).

Na análise referente ao Período 1 (2007-2012), verificou-se que com o aumento de 1 €/bbl no preço da variável independente BRENT, o preço da eletricidade em Espanha sofreria um aumento de 0,03 €/MWh (coeficiente de regressão $\beta_3 = +0,03$). Para o Período 2 (2013-2019) esse impacto seria de uma queda de 0,07 €/MWh no preço da eletricidade (coeficiente de regressão $\beta_3 = -0,07$).

d) Preço das licenças de emissão de CO₂ (EUA): as variações ocorridas no preço das licenças de emissão são diretamente proporcionais às variações no preço da eletricidade (coeficiente de regressão positivo para os dois períodos analisados).

Na análise referente ao Período 1 (2007-2012), verificou-se que com o aumento de 1 €/ton no preço da variável independente EUA, o preço da eletricidade em Espanha sofreria um aumento de 0,29 €/MWh (coeficiente de regressão $\beta_4 = +0,29$), o que representa uma taxa de repercussão de 29%. Para o Período 2 (2013-2019) esse impacto seria de um aumento de 0,49 €/MWh no preço da eletricidade (coeficiente de regressão $\beta_4 = +0,49$), uma taxa de repercussão de 49%.

Diante do exposto, verifica-se que o aumento do preço das licenças a partir de 2016 acabou por se refletir nos preços da eletricidade, uma vez que o coeficiente no Período 2 acabou por ser o maior valor registado.

Interessante notar que a evidência da relação do preço da eletricidade ao preço do carbono significa que o preço da energia elétrica no mercado ibérico, além de estar sujeito à volatilidade do preço dos combustíveis, pode também ser condicionado por um fator de risco internacional associado ao preço do carbono. Tal constatação é relevante para fins da definição de estratégias de cobertura de risco (*hedging*), seja do lado da procura, seja do lado da oferta.



e) Valor percentual do contributo ibérico da produção proveniente da PRE para a satisfação da procura em mercado diário (PESO_PRE): as variações produzidas na percentagem de produção procedente de fontes renováveis para satisfação da procura são inversamente proporcionais às variações no preço da eletricidade (coeficiente de regressão negativo para os dois períodos analisados).

Na análise referente ao Período 1 (2007-2012), verificou-se que no caso de a referida variável independente (PESO_PRE) ter aumentado 1%, o valor da eletricidade em Espanha registaria uma queda de 0,3989 €/MWh (coeficiente de regressão $\beta_5 = -39,89$). Para o Período 2 (2013-2019) esse impacto seria de uma queda de 0,6268 €/MWh no preço da eletricidade (coeficiente de regressão $\beta_5 = -62,68$).

4.3. EVOLUÇÃO DAS EMISSÕES DE CO₂ NO MIBEL

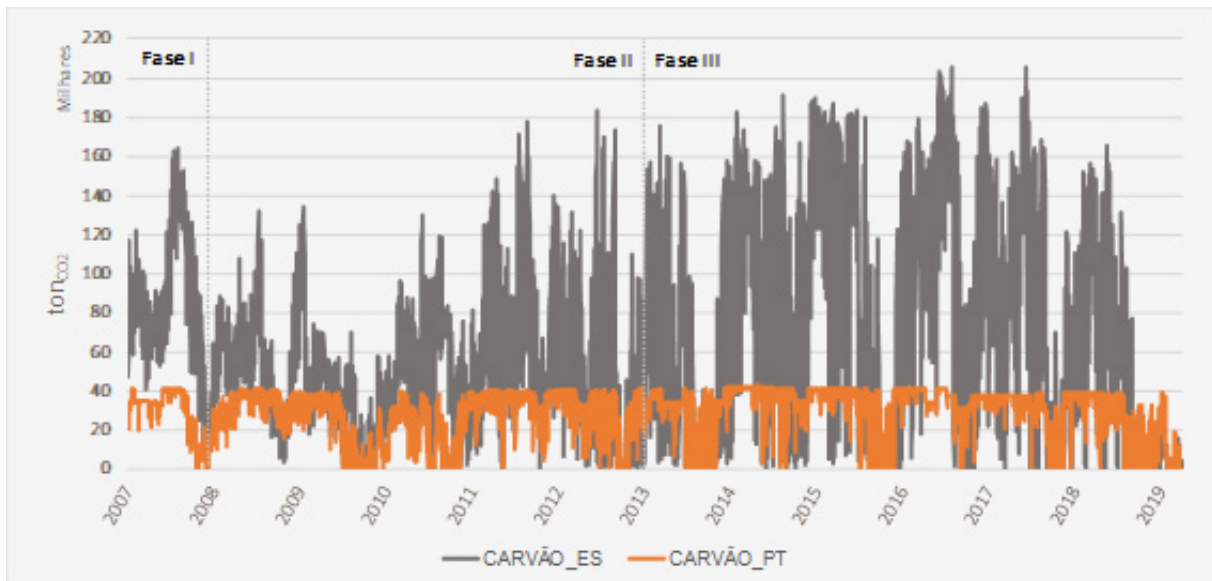
Esta secção tem como objetivo analisar a evolução das emissões de CO₂⁷⁵ entre julho de 2007 e setembro de 2019, geradas pelos centros electroprodutores térmicos no MIBEL, tanto em termos de volume, como em custo.

Será dado enfoque às tecnologias térmicas, nomeadamente, as centrais de carvão, as centrais de ciclo combinado (CCGT) e as centrais de fuel/gás, tendo em consideração os fatores de emissão de CO₂ aplicáveis a cada uma destas tecnologias em Espanha e Portugal.

A Figura 4-6 apresenta a evolução das emissões de CO₂ (ton_{CO2}) geradas pela produção proveniente das centrais a carvão em Portugal e em Espanha. Durante todo o período analisado, é evidente que em Espanha o volume de emissões de CO₂, devido ao uso desta tecnologia, é bastante superior ao volume observado em Portugal, cujas emissões oscilam entre 0 e 40 mil ton_{CO2}.

⁷⁵ Para efeitos do cálculo das emissões de CO₂ geradas pelas centrais térmicas no MIBEL, utilizou-se, para o efeito, a oferta em volume de energia despachada em mercado diário do OMIE aplicado dos respetivos fatores de emissão de CO₂ por tecnologia determinados pela CNMC e pela ERSE, em cada zona de preço.

Figura 4-6 Evolução das emissões de CO₂ por centrais a carvão em Portugal (PT) e Espanha (ES).
Julho 2007 - Setembro 2019

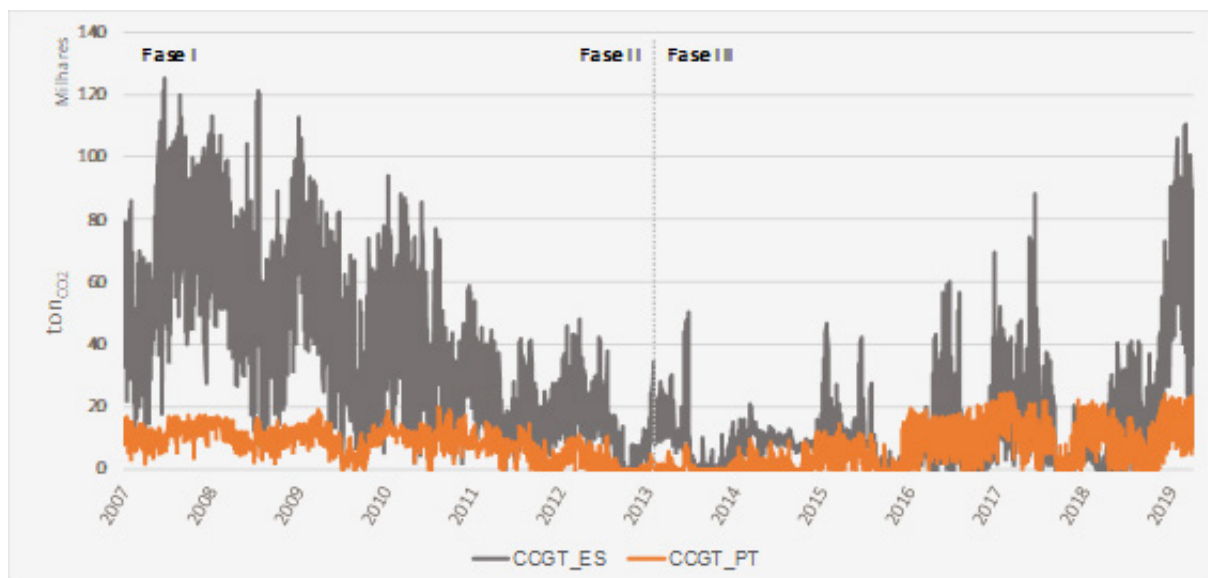


Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIE, da CNMC e da ERSE.

A Figura 4-7 representa a evolução das emissões de CO₂ (ton_{CO2}) geradas pela produção proveniente das centrais a ciclo combinado a gás natural para ambos os países. Em Espanha, observou-se uma tendência acentuada na redução do volume de emissões, para a referida tecnologia, entre meados de 2007 e 2014, ano em que houve uma inversão dessa tendência, que passou a ser ascendente. Para o caso português, observa-se uma tímida tendência neste mesmo sentido, no entanto numa escala muito menor.



Figura 4-7 Evolução das emissões de CO₂ por centrais a CCGT em Portugal (PT) e Espanha (ES).
Julho 2007 - setembro 2019

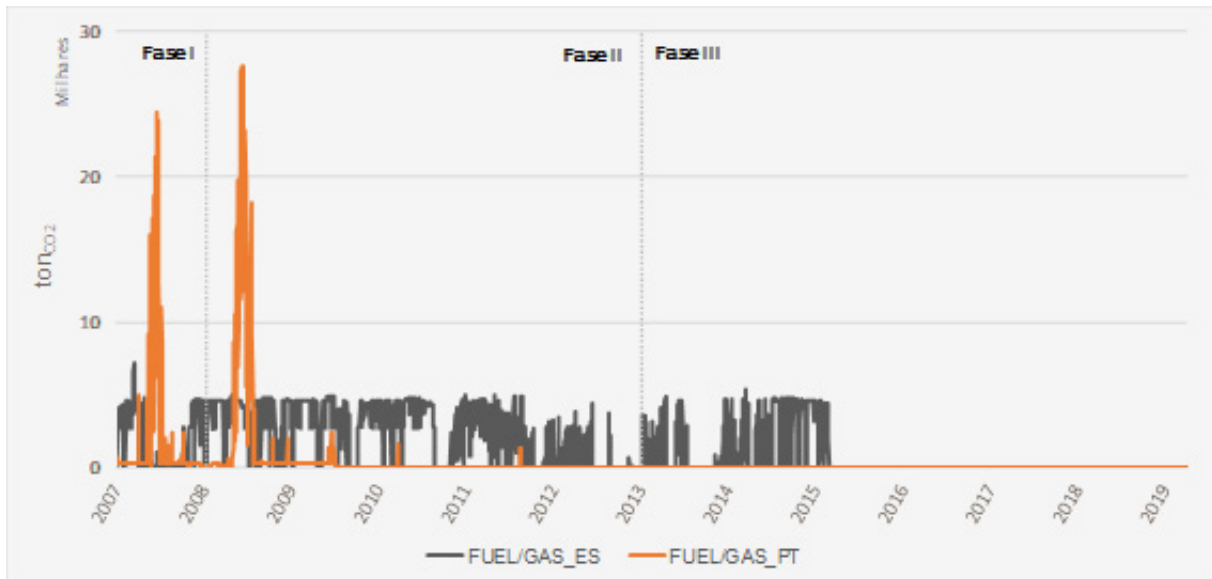


Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIE, da CNMC e da ERSE.

Por fim, para as emissões de CO₂ geradas pela produção proveniente das centrais a fuel/gás (tonCO₂), a Figura 4 8 aponta, para o caso português, na existência de dois picos no volume de emissão, um observado em 2007 e outro observado em 2008; a partir do qual, os volumes reduziram-se drasticamente, tendo-se mantido nulos desde 2012 devido ao encerramento das centrais do Carregado e de Setúbal. Pelo mesmo motivo, observa-se em Espanha, a partir de meados de 2015, valores nulos de emissões de CO₂ para centrais a fuel/gás⁷⁶.

⁷⁶ Segundo a informação disponibilizada pela REE, em 2015 já não existia capacidade instalada de centrais de fuel/gás no sistema pensinsular espanhol.

Figura 4-8 Evolução das emissões de CO₂ por centrais a fuel/gás em Portugal (PT) e Espanha (ES).
Julho 2007 - setembro 2019

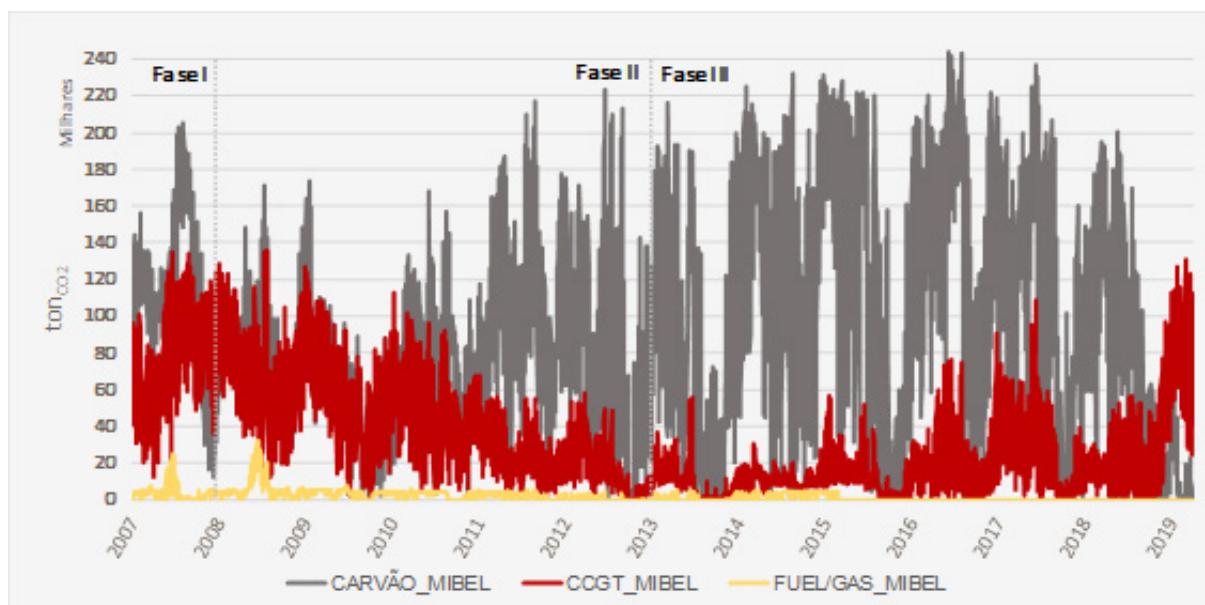


Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIE, da CNMC e da ERSE.

A Figura 4-9 traduz numa consolidação dos dados apresentados anteriormente, refletindo a evolução das emissões de CO₂ para as referidas tecnologias no MIBEL. Chama-se a atenção para o elevado contributo do volume de emissões de CO₂ geradas pelas centrais a carvão no MIBEL face ao total das emissões geradas pelas restantes tecnologias térmicas. O fuel/gás no MIBEL permanece pouco relevante em termos de emissões de CO₂.



Figura 4-9 Evolução das emissões de CO₂ por tecnologia no MIBEL.
Julho 2007 - setembro 2019

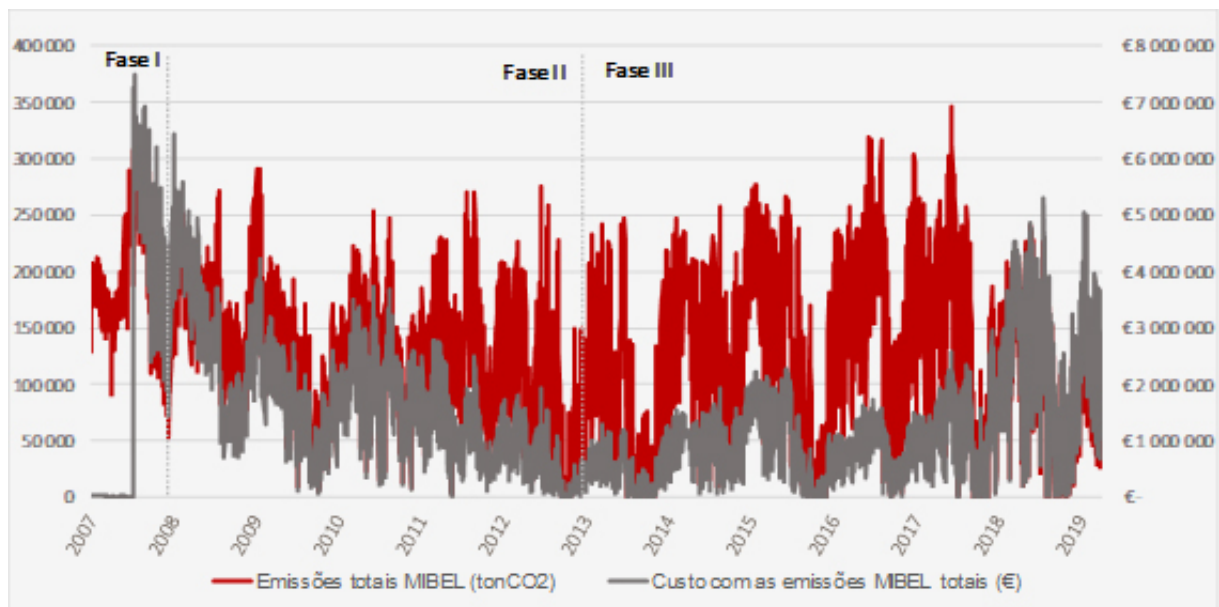


Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIE, da CNMC e da ERSE.

A Figura 4-10 indica que, a partir de 2018, observou-se uma tendência de queda nas emissões totais de CO₂ no MIBEL. Quanto ao custo das licenças associado às emissões de CO₂ geradas pela produção proveniente de centrais térmicas no MIBEL, esta manteve uma trajetória de queda entre 2007 e 2013 e, a partir de então, com uma tendência ascendente. Conclui-se assim, que o custo total das licenças associado às emissões de CO₂ geradas pela produção proveniente das centrais térmicas não está unicamente relacionado com o volume das emissões, mas também com o preço da licenças de emissão de CO₂, tal como apresentado no Capítulo 3.

Figura 4-10 Evolução das emissões totais de CO₂ (ton) e dos custos totais com as emissões (euros).
no MIBEL.

Julho 2007 - setembro 2019



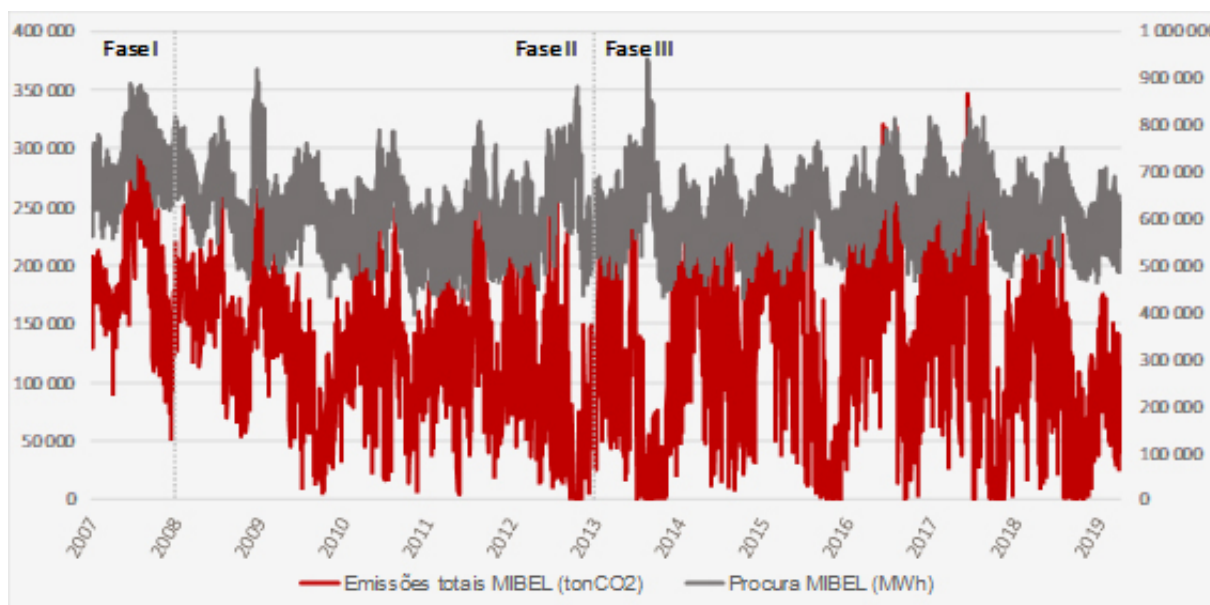
Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIE, Thomson Reuters, da CNMC e da ERSE.

A Figura 4-11 contrasta as emissões totais de CO₂ geradas pela produção proveniente de centrais térmicas com a procura total de eletricidade no MIBEL. Estas variáveis apresentam uma correlação moderada de 0,37⁷⁷. Este facto justifica-se pelo motivo que, muitas vezes a procura de electricidade no MIBEL ser satisfeita por tecnologias renováveis, limpas de emissão de CO₂. Graficamente, observa-se que existem muitos momentos que as emissões totais de CO₂ geradas por produção proveniente de centrais térmicas e a procura total de electricidade no MIBEL parecem não apresentar qualquer tipo de relação direta.

⁷⁷ Marôco (2011) considera que as correlações são moderadas para $0,25 \leq |r| < 0,5$.



Figura 4-11 Evolução das emissões totais de CO₂ (ton) e da procura total (MWh) no MIBEL.
Julho 2007 - setembro 2019



Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIE, da CNMC e da ERSE.

A partir da análise exposta, calculou-se a relação entre os custos totais com as emissões de CO₂ para as tecnologias térmicas (euros) e a procura total de eletricidade no MIBEL (MWh). Estas relações refletem, de forma simplificada, o custo unitário que a procura total de eletricidade no MIBEL tem de suportar pelas emissões de CO₂ geradas pela produção térmica despachada no mercado diário (em euros por cada unidade de energia elétrica comprada no mercado diário).

Nas tabelas seguintes (Tabela 4-9 e Tabela 4-10) apresentam-se os valores estimados por cada ano do período analisado e nas três fases de implementação do EU ETS.

Relativamente aos valores estimados para cada ano, é de salientar que o ano de 2008 apresenta o valor mais alto da razão entre o custo com as emissões de CO₂ verificadas e a procura total de eletricidade no MIBEL, devido ao facto do preço das licenças de emissão de CO₂ terem atingido o seu valor máximo (em redonde 29 €/ton_{CO2}) valor este acompanhado pelo movimento ascendente verificado nos mercados energéticos, *em particular en el precio del petróleo tal y como se señala en Capítulo 3.*

Tabela 4-9 Relação anual entre o custo com emissões de CO₂ e a procura total de eletricidade no MIBEL.

Julho 2007 - setembro 2019

	Custo com as emissões MIBEL totais (M€)	Procura MIBEL (TWh)	Razão Custo com as emissões MIBEL (€) / Procura MIBEL (MWh)
2007	2 680 €	131	0,02
2008	1 554 795 €	265	5,86
2009	762 573 €	238	3,21
2010	588 443 €	227	2,59
2011	604 732 €	216	2,80
2012	346 733 €	228	1,52
2013	173 819 €	234	0,74
2014	238 452 €	223	1,07
2015	468 400 €	226	2,08
2016	240 163 €	233	1,03
2017	359 610 €	243	1,48
2018	687 595 €	234	2,93
2019	561 318 €	167	3,37

Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIE, Thomson Reuters, da CNMC e da ERSE.

Nota: Os dados de 2007 referem-se ao segundo semestre.

Na Tabela 4-10 é apresentada uma análise das mesmas series de dados, desta vez, agregadas para dois períodos de implementação do EU ETS: i) Fases I e II (2007-2012); e, ii) Fase III (2012-2019). É possível verificar que as Fases I e II apresentam o maior valor, refletindo preços das licenças de CO₂ mais elevados. Na Fase III, de facto, observou-se, entre 2013 e 2017, preços bastante baixos, apesar de em 2018, os preços das licenças de CO₂ terem retomado a sua ascensão pelas razões já explicitadas no Capítulo 3.

**Tabela 4-10 Relação entre o custo com emissões de CO₂ e a procura total no MIBEL.**

Período	Razão
	Custo com as emissões MIBEL (€) / Procura MIBEL (MWh)
Fases I e II	2,96
Fases III	1,75

Fonte: elaboração própria a partir de dados do OMIE, Thomson Reuters, da CNMC e da ERSE.

Ao comparar os resultados da tabela anterior com aqueles obtidos na análise estatística para os períodos analisados, encontram-se resultados complementares tanto na ótica da análise regressiva como na ótica da procura (relação entre custo com emissões do CO₂ e a procura total no MIBEL), onde se mostra a evidência da importância da satisfação da procura de eletricidade pelas tecnologias renováveis, limpas de emissão de CO₂. 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.

5. LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂ E A NORMATIVA FINANCEIRA

5.1. ENQUADRAMENTO DAS LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂ NO ÂMBITO DA DMIF II

Com o objetivo de reforçar a integridade e garantir o funcionamento eficiente do mercado de licenças de emissão de CO₂, 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**⁷⁸. De recordar que as licenças de emissão não se encontravam abrangidas pela Diretiva 2004/39/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de abril de 2004 (DMIF I).

Assim, de acordo com o ponto 11 da Secção C do Anexo I da DMIF II, passam a ser consideradas instrumentos financeiros as *“Licenças de emissão constituídas por quaisquer unidades reconhecidas para efeitos de cumprimento dos requisitos da Diretiva 2003/87/CE (regime de comércio de licenças de emissão)”*⁷⁹.

No que respeita aos **derivados sobre licenças de emissão**, importa referir que no âmbito da DMIF II a referência aos mesmos passou a ser incluída no ponto 4⁸⁰ da referida Secção C do Anexo I, em vez de constar no ponto 10 como anteriormente se encontrava previsto na DMIF I. Em resultado desta alteração, os contratos de derivados relativos a licenças de emissão apesar de serem qualificados como

⁷⁸ 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.

⁷⁹ No âmbito desta diretiva as licenças de emissão são a licença de emitir uma tonelada de equivalente dióxido de carbono durante um determinado período, conforme definido no ponto a) do artigo 3.º da Diretiva 2003/87/CE.

⁸⁰ O ponto 4 da Secção C do Anexo I contempla os seguintes instrumentos financeiros: “Opções, futuros, swaps, contratos a prazo de taxa de juro e quaisquer outros contratos derivados relativos a valores mobiliários, divisas, taxas de juro ou de rendibilidades, licenças de emissão ou outros derivados, índices financeiros ou indicadores financeiros que possam ser liquidados mediante uma entrega física ou um pagamento em dinheiro”.



instrumentos financeiros, não se qualificam como “derivados de mercadorias” para efeitos da aplicação da DMIF II e respetiva regulamentação conexas, uma vez que não se enquadram na definição conforme prevista no ponto 30 do n.º 1 do artigo 2.º do MiFIR⁸¹. Consequentemente, aos mesmos é-lhes conferido a exclusão da aplicabilidade do artigo 57.º da DMIF II, que diz respeito aos limites às posições e controlos de gestão das posições em derivados de mercadorias.

Contudo, os requisitos de comunicação das posições previstos no artigo 58.º da DMIF II aplicam-se, na medida em que o requisito é aplicado às empresas de investimento ou aos operadores de mercado que operem uma plataforma de negociação que negocie derivados de mercadorias ou licenças de emissão ou seus derivados. Assim, estas entidades devem:

- Tornar público um relatório semanal com as posições agregadas mantidas pelas diferentes categorias de investidores para os diferentes derivados de mercadorias ou licenças de emissão ou seus derivados negociados nas suas plataformas de negociação, quando o número de pessoas e as suas posições em aberto excedem os limiares mínimos; e
- Fornecer à autoridade competente, a seu pedido, uma repartição completa das posições de todas as pessoas, incluindo dos membros ou participantes e os respetivos clientes, nessa plataforma de negociação, pelo menos diariamente.

No que respeita ao âmbito de aplicação da DMIF II, cumpre recordar que a mesma tem como objetivo abranger as entidades que prestam regularmente serviços de investimento e/ou exercem regularmente atividades de investimento a título profissional em relação a instrumentos financeiros. O seu âmbito de aplicação não deverá, portanto, incluir as pessoas que exercem uma atividade profissional diferente do referido anteriormente. Em relação às pessoas que negociam licenças de emissão ou seus derivados, encontram-se previstas um conjunto de isenções as quais descrevemos de seguida. Assim, a Diretiva não se aplica:

- Aos **operadores** sujeitos a obrigações de conformidade ao abrigo da Diretiva 2003/87/CE e que, ao negociarem licenças de emissão, não executam ordens de clientes, não prestam serviços de investimento nem exercem atividades de investimento que não sejam a negociação por conta

⁸¹ De acordo com o ponto 30 do n.º 1 do artigo 2.º do MiFIR “«Derivados de mercadorias» são “os instrumentos financeiros definidos no artigo 4.º, n.º 1, ponto 44), alínea c), da Diretiva 2014/65/UE relativos a uma mercadoria ou um instrumento subjacente referido no Anexo I, Secção C, ponto 10, da Diretiva 2014/65/UE ou no Anexo I, Secção C, pontos 5, 6, 7 e 10, da mesma”.

própria, desde que essas pessoas não apliquem uma técnica de negociação algorítmica de alta frequência⁸²;

- (a) As pessoas que negociam por conta própria, incluindo os criadores de mercado em derivados de mercadorias, licenças de emissão ou seus derivados, com exceção das pessoas que negociam por conta própria quando executam ordens de clientes; ou
- (b) As pessoas que prestem serviços de investimento por conta de outrem em derivados de mercadorias, licenças de emissão ou seus derivados a clientes ou fornecedores da sua atividade principal⁸³;

Desde que:

>Essa atividade seja uma atividade auxiliar da sua atividade principal considerada a nível do grupo⁸⁴ ;
>Essa atividade principal não consista na prestação de serviços de investimento na aceção da DMIF II, nem de atividades bancárias nos termos da Diretiva 2013/36/UE do Parlamento Europeu e do Conselho;

>As pessoas não apliquem técnicas de negociação algorítmica de alta frequência;

>Essas pessoas comuniquem anualmente à autoridade competente relevante que utilizam esta isenção.

- As pessoas que negociam em derivados de mercadorias, licenças de emissão e derivados de licenças de emissão podem também negociar noutros instrumentos financeiros no quadro das suas atividades comerciais de gestão de risco de tesouraria para se protegerem contra riscos, tais como os riscos de taxa de câmbio⁸⁵ .

⁸² Conforme isenção prevista na alínea e) do n.º 1 do Artigo 2.º da DMIF II.

⁸³ Conforme isenção prevista na alínea j) do n.º 1 do Artigo 2.º da DMIF II.

⁸⁴ De referir que os critérios técnicos para determinar quando uma atividade é auxiliar relativamente a essa atividade principal estão definidos no Regulamento Delegado (UE) 2017/592 da Comissão de 1 de dezembro de 2016 (RTS 20), tendo em conta os critérios especificados na Diretiva.

⁸⁵ Conforme considerando 22 da DMIF II.



- Por conseguinte, importa clarificar que as isenções são aplicáveis cumulativamente. Por exemplo, a isenção prevista no artigo 2.º, n.º 1, alínea j, pode ser utilizada em conjugação com a isenção prevista no artigo 2.º, n.º 1, alínea d)⁸⁶ todas da DMIF II.

Por fim, e tendo em conta que alguns fornecedores de energia locais e alguns operadores de instalações industriais abrangidas pelo regime de comércio de licenças de emissão da União Europeia agrupam e externalizam a filiais não consolidadas as suas atividades de negociação para efeitos de cobertura de riscos comerciais, a DMIF II prevê que deverá ser igualmente possível excluir do seu âmbito as empresas comuns detidas conjuntamente por fornecedores de energia locais ou operadores que recaem no âmbito do artigo 3.º, alínea f), da Diretiva 2003/87/CE que não prestem outros serviços para além dos serviços de investimento aos fornecedores de energia locais ou operadores que recaem no âmbito do artigo 3.º, alínea f), da Diretiva 2003/87/CE, e desde que esses fornecedores de energia locais ou esses operadores estejam isentos ao abrigo do artigo 2.º, n.º 1, alínea j)), caso prestem eles próprios esses serviços de investimento⁸⁷. Todavia, a fim de assegurar que as garantias adequadas estejam previstas e que os investidores sejam protegidos de forma adequada, os Estados-Membros que optem por isentar tais empresas comuns deverão sujeitá-las a requisitos que sejam, pelo menos, semelhantes aos estabelecidos na presente diretiva, nomeadamente durante a fase de autorização, na avaliação da sua reputação e experiência adquirida e da idoneidade de qualquer dos acionistas, na revisão das condições de autorização inicial e de supervisão contínua, bem como a nível do respeito das regras de conduta⁸⁸.

⁸⁶ O artigo 2.º, n.º 1, alínea d) prevê que a Diretiva não se aplica: “às pessoas que negociem por conta própria em instrumentos financeiros com exceção dos derivados de mercadorias ou licenças de emissão ou seus derivados, e que não prestam quaisquer outros serviços de investimento ou não exercem quaisquer outras atividades de investimento em instrumentos financeiros que não sejam derivados de mercadorias ou licenças de emissão ou seus derivados a não ser que essas pessoas:

- i) sejam criadores de mercado;
- ii) sejam membros ou participantes num mercado regulamentado ou num MTF ou disponham de acesso eletrónico direto a uma plataforma de negociação;
- iii) apliquem uma técnica de negociação algorítmica de alta frequência; ou
- iv) negociem por conta própria ao executarem ordens de clientes.

As pessoas isentas ao abrigo das alíneas a), i) ou j) não são obrigadas a satisfazer as condições estabelecidas na presente alínea para estarem isentas”.

⁸⁷ Conforme considerando 29 da DMIF II.

⁸⁸ Conforme isenção facultativa prevista nas alíneas d) e e) do n.º 1 do Artigo 3.º da DMIF II.

5.2. ENQUADRAMENTO DOS DERIVADOS SOBRE LICENÇAS DE EMISSÃO NO ÁMBITO DO EMIR

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 OTC⁸⁹, às contrapartes centrais e aos repositórios de transações (EMIR), é de referir que os mesmos são abrangidos por este normativo, uma vez que os mesmos se inserem no conceito de contrato de derivados para efeitos de aplicação deste Regulamento. De acordo com o número 5 do artigo 2.º do EMIR, um contrato de derivado refere-se aos instrumentos financeiros enumerados nos pontos 4 a 10 da Secção C do Anexo I da DMIF II. Tendo em conta que os derivados sobre licenças de emissão constam do ponto 4 da Secção C do Anexo I da DMIF II, os mesmos são abrangidos pelas obrigações decorrentes do EMIR que, em traços gerais, são as seguintes:

- Dever de comunicação das informações relativas aos derivados a um repositório de transações;
- O dever de compensação centralizada (junto de uma contraparte central), aplicável a determinados derivados Over-the-Counter (“OTC”); e
- Obrigação de implementação de técnicas de mitigação de risco para derivados OTC não compensados centralmente.

De salientar que o Regulamento (EU) 2019/834 do Parlamento Europeu e do Conselho de 20 de maio de 2019 altera o EMIR no que diz respeito à obrigação de compensação, à suspensão da obrigação de compensação, aos requisitos de comunicação de informações, às técnicas de atenuação do risco para os contratos de derivados OTC não compensados através de uma contraparte central, ao registo e supervisão dos repositórios de transações e aos requisitos aplicáveis aos repositórios de transações (EMIR REFIT) e cuja entrada em vigor ocorreu no dia 17 de junho de 2019. As alterações introduzidas visam a simplificação de determinados requisitos abrangidos pelo EMIR e uma abordagem mais proporcional dos mesmos.

⁸⁹ 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.”



Neste contexto, identificamos os principais aspetos e alterações impostos pelo EMIR REFIT em relação à obrigação de compensação e à obrigação de comunicação de informação aos Repositórios de Transações (RT), em relação às contrapartes não financeiras:

- Em relação à obrigação de compensação, salienta-se o seguinte:
 - i.** Apenas as contrapartes não financeiras (CNF) que reúnam as condições estabelecidas no artigo 10.º, n.º 1 do EMIR (doravante CNF+), com a redação que lhe foi dada pelo EMIR REFIT, ficam sujeitas à obrigação de compensação, nos termos do artigo 4.º e do artigo 10.º do EMIR, com a redação que lhe foi dada pelo EMIR REFIT;
 - ii.** Para efeitos da obrigação de compensação devem as Contrapartes Financeiras (CF) e as CNF proceder ao cálculo da sua posição média agregada no final do mês relativamente aos 12 meses precedentes. Se as CF e as CNF não calcularem as suas posições ou se do resultado desse cálculo excederem algum dos limiares de compensação definidos, as contrapartes: i) devem notificar imediatamente a ESMA e a respetiva Autoridade, ii) devem celebrar acordos de compensação no prazo de quatro meses após a notificação, e iii) passam a estar sujeitas à obrigação de compensação, nos seguintes termos:
- no caso das CF e das CNF que não efetuem cálculo das suas posições, a obrigação de compensação aplica-se aos contratos de derivados OTC englobados em todas as classes de derivados OTC que estejam definidas como sujeitas à obrigação de compensação;
- no caso das CNF que efetuem o cálculo das suas posições e excedam o limiar de compensação para determinadas classes de ativos, a obrigação de compensação aplica-se a todos os contratos de derivados OTC englobados apenas nessas classes de derivados OTC desde que estas estejam definidas como sujeitas à obrigação de compensação.
- No que diz respeito à obrigação de comunicação de informações RT no âmbito do artigo 9.º, são introduzidas alterações significativas sobretudo em relação às CNF, em particular:
 - i.** Ficam isentas da obrigação de comunicação as transações sobre contratos de derivados celebrados entre entidades que integrem o mesmo grupo (transações intragrupo), caso pelo menos uma das contrapartes seja uma CNF, ou fosse considerada como tal se estivesse estabelecida na União desde que: i) ambas as contrapartes estejam integralmente incluídas no mesmo perímetro de consolidação, ii) ambas as contrapartes estejam sujeitas a procedimentos centralizados de avaliação, medição e controlo de risco adequados; e iii) a empresa-mãe não seja uma CF. Para este efeito, devem as contrapartes notificar as respetivas AC da sua intenção de aplicar a isenção, de acordo com o disposto no 4.º parágrafo do n.º 1 do artigo 9.º do EMIR, com a redação que lhe foi dada pelo EMIR REFIT.

ii. A partir de dia 18 de junho de 2020, as CF tornam-se exclusivamente responsáveis, inclusive em termos jurídicos, pela comunicação, em nome de ambas as contrapartes, dos elementos dos contratos de derivados OTC que celebrem com uma CNF que não reúna as condições referidas no artigo 10.º, n.º 1 (doravante CNF-), bem como pela garantia da exatidão dos elementos comunicados. Para este efeito, devem as CNF-, fornecer à CF toda a informação que esta não tenha na sua posse. Contudo, as CNF podem decidir comunicar os elementos dos contratos diretamente a um TR, devendo nesse caso informar as CF de tal decisão.

