

ESTUDO

**AVALIAÇÃO DE IMPACTES DE EVENTOS EXTRAMERCADO NA
FORMAÇÃO NO PREÇO DE MERCADO GROSSISTA DE ELETRICIDADE**

2018

Setembro 2019

Consulta: Estudo previsto nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto.

Base legal: Art.º 8.º da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto.

Divulgação: Pode ser disponibilizado publicamente, após tomada de decisão ou um ano após a elaboração, sem prejuízo do acesso ou divulgação anterior nos termos legais. A disponibilização não abarca informação que, por natureza, seja comercialmente sensível ou configure segredo legalmente protegido ou dados pessoais.

ÍNDICE

0. SUMÁRIO EXECUTIVO	1
0.1 caracterização metodológica do estudo.....	1
0.1.1 Tratamento de eventos extramercado externos.....	1
0.1.2 Tratamento de eventos extramercado internos.....	3
0.2 Identificação de eventos extramercado	3
0.2.1 Eventos extramercado externos.....	3
0.2.2 Eventos extramercado internos.....	3
0.3 Resultados da avaliação.....	4
0.3.1 Efeitos dos eventos extramercado externos	4
0.3.2 Efeitos dos eventos extramercado internos	5
0.3.3 Apuramento da compensação final.....	5
1. ENQUADRAMENTO.....	6
2. METODOLOGIA DO ESTUDO	8
2.1 Estimação dos efeitos dos eventos extramercado externos	9
2.1.1 Determinação dos <i>pass through</i> na oferta em mercado	12
2.1.2 Tecnologias a considerar na estimação de <i>pass through</i> às ofertas.....	13
2.1.3 Energias primárias e <i>drivers</i> de preço a considerar	13
2.1.4 Estrutura da função oferta em mercado	15
2.1.5 Correção das ofertas em mercado	17
2.1.6 Efeitos dos eventos extramercado	19
2.1.7 Síntese da metodologia empregue na determinação dos eventos extramercado externos.....	20
2.2 Estimação dos efeitos dos eventos extramercado internos	21
3. IDENTIFICAÇÃO DOS EVENTOS EXTRAMERCADO	23
3.1 Eventos extramercado externos.....	23
3.2 Eventos extramercado internos	27
4. AVALIAÇÃO DE IMPACTES	28
4.1 Apuramento dos impactes de eventos extramercado externos.....	28
4.2 Apuramento dos impactes de eventos extramercado internos	33
4.3 Apuramentos dos impactes globais finais	34

ÍNDICE DE FIGURAS E TABELAS

Figura 1 – Algoritmo de determinação dos efeitos de eventos extramercado externos	2
Figura 2 – Efeito de introdução de evento extramercado exterior a Portugal	11
Figura 3 – Ilustração gráfica da alteração de ofertas em mercado	18
Figura 4 – Algoritmo de determinação dos efeitos de eventos extramercado externos	20
Figura 5 – Curvas de preço ponderado por procura, real e simulado - Ano 2018, de janeiro a setembro	33
Tabela 1 – Resultados da estimação de pass through às ofertas de mercado.....	4
Tabela 2 – Resultados de regressão para centrais a carvão.....	29
Tabela 3 – Resultados de regressão para centrais de ciclo combinado a gás natural.....	30
Tabela 4 - Resultados de regressão para centrais hídricas	31
Tabela 5 – Preço ponderado por procura, real e simulado, e efeito dos eventos extramercado externos Ano 2018, de janeiro a setembro, valores em €/MWh	32
Tabela 6 – Volume de produção real sujeita ao mecanismo de equilíbrio concorrencial - Produção líquida de bombagem	35

0. SUMÁRIO EXECUTIVO

Correspondendo ao disposto no Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual, bem como na demais legislação complementar, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) emite o seguinte estudo, relativo ao ano de 2018.

0.1 CARACTERIZAÇÃO METODOLÓGICA DO ESTUDO

O quadro legal aplicável ao mecanismo de equilíbrio concorrencial estabelece que devem ser identificados os impactes dos eventos extramercado externos (termo Pem_t^{UE}) e os impactes dos eventos extramercado internos ao Sistema Elétrico Nacional (termo $Pem_{i|k_t}^{PT}$). A conjugação dos dois impactes permite determinar a compensação a pagar pelos produtores abrangidos no âmbito do referido mecanismo ($Pliq_t^k$), podendo ser desagregada por tecnologia.

0.1.1 TRATAMENTO DE EVENTOS EXTRAMERCADO EXTERNOS

No apuramento dos efeitos dos impactes dos eventos extramercado externos ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), e em relação ao âmbito da análise, o presente estudo considera, na sua metodologia, o mercado diário do MIBEL, dada a elevada liquidez e a forte integração existente entre o mercado grossista português e espanhol, o que os torna indissociáveis na análise.

Por outro lado, ainda que na formação do preço marginal no mercado grossista de eletricidade concorram diferentes tecnologias, a respetiva representatividade para a formação do preço na esfera marginal de mercado é distinta. Consequentemente, serão aquelas com maior representatividade na esfera marginalista dos preços as que devem, numa perspetiva metodológica, ser tidas em consideração na estimação de impactes sobre o preço de mercado. Assim, o presente estudo considera efeitos de ajustamento sobre três tecnologias com representatividade na formação do preço de mercado: centrais térmicas (i) a carvão, (ii) de ciclo combinado a gás natural e (iii) centrais hídricas (grande hídrica), considerando as restantes tecnologias como tomadoras de preços em mercado grossista.

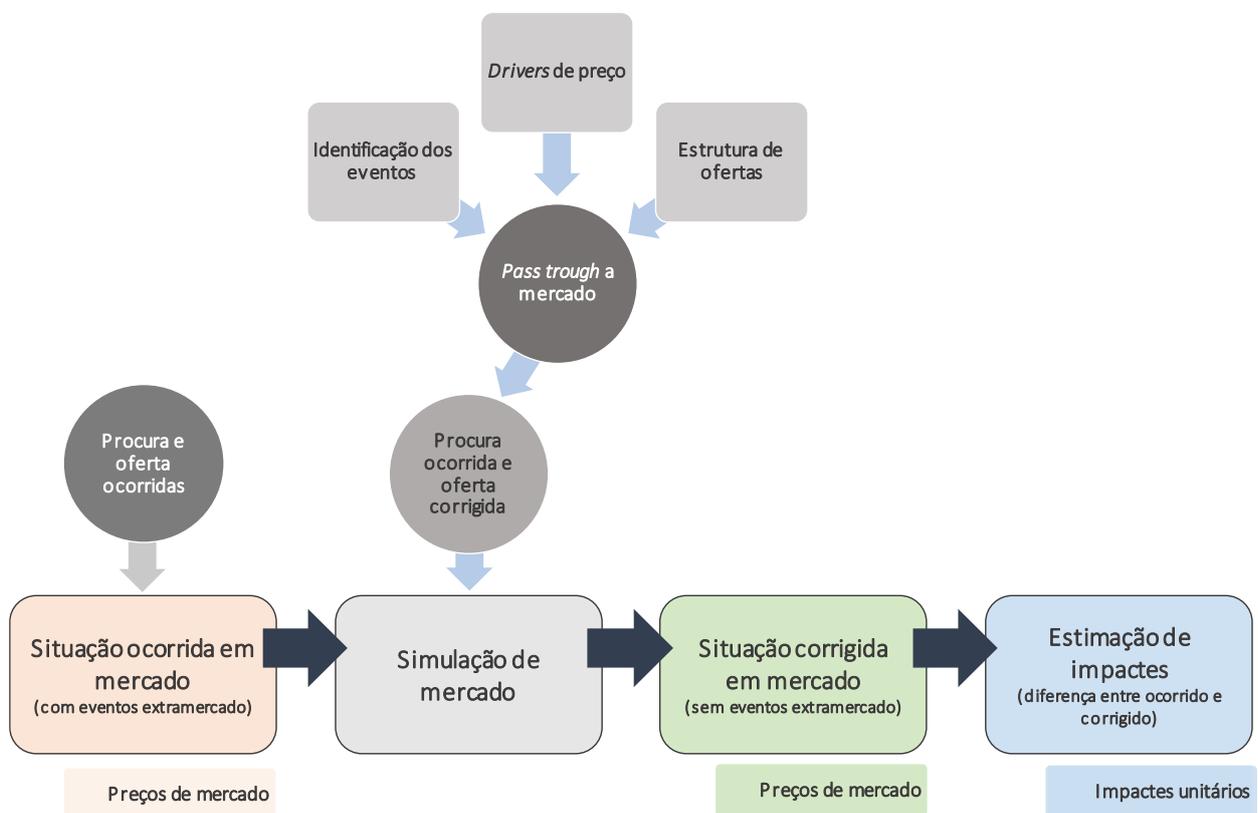
Para a determinação de tais efeitos sobre o preço de mercado, é apurado, numa primeira fase, o impacto dos eventos extramercado externos no padrão da oferta em função da tecnologia (genericamente o *pass through* a mercado das medidas que correspondem a tais eventos), através, dum estudo regressivo, com

base na informação histórica das ofertas e dos custos marginais ou *drivers* de preço de cada tecnologia, bem como da instrumentalização de uma variável binária representativa do evento extramercado externo (*dummy*, que assume valor nulo na ausência do evento e valor unitário na sua vigência).

Numa segunda fase, com base nos efeitos de *pass through* estimados anteriormente, as respetivas curvas de oferta por tecnologia são ajustadas para um cenário de inexistência destes efeitos e é reproduzido, através de simulações por aplicação do algoritmo de determinação do preço em mercado diário, o preço horário no mercado diário do MIBEL. Esta simulação de novos preços é considerada desnecessária sempre que o preço verificado para a hora em causa seja considerado um preço instrumental (inferior à média para o período de análise das ofertas casadas da tecnologia que se situam entre 25% e 50% do preço de mercado).

A diferença entre os preços efetivamente verificados e os que decorrem do referido processo de simulação constituem a estimação do impacto dos eventos extramercado externos ao SEN. A Figura 1 resume ao algoritmo (metodologia) de apuramento dos efeitos dos eventos extramercado externos ao SEN.

Figura 1 – Algoritmo de determinação dos efeitos de eventos extramercado externos



0.1.2 TRATAMENTO DE EVENTOS EXTRAMERCADO INTERNOS

No desenho metodológico seguido pela ERSE neste estudo, o parâmetro $Pem_{i|k_t}^{PT}$ corresponde ao valor unitário suportado por cada centro electroprodutor da tecnologia k com a medida i ocorrida em Portugal. O impacte dos eventos extramercado internos ao SEN é, por sua vez, determinado pela soma dos efeitos unitários de cada uma das medidas, com especificação de tecnologia sempre que necessário.

0.2 IDENTIFICAÇÃO DE EVENTOS EXTRAMERCADO

O quadro legal aplicável ao mecanismo de equilíbrio concorrencial estabelece o contexto geral do que se deve entender por eventos extramercado. A metodologia de determinação dos efeitos de tais eventos diferencia aqueles que, pela sua natureza, têm origem noutros sistemas elétricos europeus (eventos externos), dos que têm a sua génese e definição num puro contexto nacional (eventos internos). O estudo a produzir pela ERSE deve identificar ambos.

0.2.1 EVENTOS EXTRAMERCADO EXTERNOS

Em face dos níveis de integração dos mercados português e espanhol e das características estruturais dos mesmos, as alterações relevantes em termos económicos e legislativos que se situem ao nível de Espanha tenderão a ser mais impactantes no funcionamento do MIBEL e a afetar mais diretamente a formação do preço que é referência para os consumidores portugueses. Neste sentido, sem excluir quaisquer outros eventos ocorridos nos mercados europeus, alterações produzidas em Espanha tenderão a ter uma repercussão mais evidente no âmbito deste estudo e de outros que se lhe sigam.

Como tal, para efeitos do presente estudo, é considerado como evento externo ao SEN o regime fiscal existente em Espanha e que incide sobre os produtores de energia elétrica, com componentes de imposto com incidência na energia primária utilizada e outras componentes a incidir no produto da venda em mercado da energia elétrica produzida com essa mesma energia primária.

0.2.2 EVENTOS EXTRAMERCADO INTERNOS

Para efeitos do estudo relativo a 2018, considera-se inexistente qualquer evento interno, na medida em que, para este ano, não existiu qualquer norma que o habilitasse.

0.3 RESULTADOS DA AVALIAÇÃO

A determinação dos efeitos decorrentes de eventos extramercado externos sobre a formação do preço da energia elétrica em mercado diário, para a área portuguesa do MIBEL, seguiu a metodologia de apuramento atrás explicitada. A aplicação dessa metodologia envolveu a utilização de informação real proveniente do Eurostat, OMIE, REE, REN e da Thomson Reuters.

0.3.1 EFEITOS DOS EVENTOS EXTRAMERCADO EXTERNOS

Também por aplicação da metodologia definida e atrás explicitada, a estimação dos valores de *pass through* às ofertas de mercado, decorrentes do evento extramercado externo (regime fiscal em Espanha), conduziu ao apuramento dos valores constantes da Tabela 1. Para a estimação dos valores de *pass through* às ofertas de mercado consideraram-se as tecnologias com influência na zona marginalista de formação do preço (carvão, ciclo combinado a gás natural e hídrica).

Tabela 1 – Resultados da estimação de *pass through* às ofertas de mercado

Tecnologia	Coefficiente do evento externo	Coefficiente de ajustamento
Centrais a carvão	7,375 €/MWh	R ² ajustado = 0,972
Centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT)	13,158 €/MWh	R ² ajustado = 0,964
Centrais hídricas	7,474 €/MWh	R ² ajustado = 0,914

Os estudos estatísticos produzidos, para as três tecnologias, verificaram ainda os pressupostos linearidade do modelo, distribuição normal dos erros, multicolinearidade e especificação do próprio modelo de regressão, pelo que os resultados obtidos têm robustez estatística.

Com base no apuramento dos parâmetros referidos, a replicação do algoritmo de mercado aplicado a ofertas corrigidas de eventos, ascendeu a 6,27 €/MWh, em valor médio ponderado pelas quantidades de procura para Portugal satisfeitas em mercado diário do MIBEL.

0.3.2 EFEITOS DOS EVENTOS EXTRAMERCADO INTERNOS

Em relação ao apuramento dos impactes dos eventos extramercado internos ao sistema português, como antes referido, tais eventos não são apurados para 2018, por inexistência de habilitação legal para considerar qualquer evento ou circunstância como tal. Daqui decorre que o valor global desta componente da metodologia aprovada com a Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, é nulo.

0.3.3 APURAMENTO DA COMPENSAÇÃO FINAL

Com base nos valores descritos, tanto para eventos extramercado externos como internos (valor nulo), este estudo calcula o valor do $Pliq_t^k$, que corresponde ao efeito líquido no preço de mercado suportado pelos consumidores portugueses e que deveria ser objeto de compensação, em valor de **6,27 €/MWh**, a suportar pelos centros electroprodutores abrangidos durante o ano de 2018.

Do ponto de vista dos volumes apurados para o ano de 2018 (de janeiro a setembro), foi apurado um volume global de energia sujeita à aplicação do regime de equilíbrio concorrencial que ascendeu a 14,652 TWh. Este volume considerou a metodologia de incidência que se vinha aplicando desde 2014, com a repercussão da compensação devida pelos produtores em valores de produção líquidos de bombagem.

1. ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, veio estabelecer o regime legal para criação de “um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal”. Com a publicação do Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, foi concretizada a primeira alteração àquele diploma.

O mencionado mecanismo visa “corrigir o desequilíbrio entre produtores de energia elétrica, originado por distorções resultantes de eventos externos ao mercado grossista da eletricidade”, procurando evitar-se a repercussão desses desequilíbrios nomeadamente nos consumidores nacionais. A ERSE, no quadro das suas atribuições estatutárias, supervisiona o funcionamento do mercado grossista de eletricidade, atividade também enquadrada tanto no âmbito da participação no Conselho de Reguladores do MIBEL, como nos termos do Regulamento UE n.º 1227/2011, do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo à integridade e transparência dos mercados grossistas de energia (REMIT).

O Decreto-Lei n.º 74/2013, na sua redação atual, estabelece que a ERSE deverá efetuar um estudo para cada ano, ouvida a Direção Geral de Energia e Geologia, “sobre o impacte na formação de preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da UE”. Por sua vez, a Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, do senhor Secretário de Estado da Energia, veio estabelecer prazos e trâmites de consulta a que se submete o estudo a elaborar pela ERSE.

O estudo em causa, nos termos da citada Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, deve conter como conteúdo mínimo, (i) a identificação das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia considerados; (ii) a identificação das medidas e eventos extramercado registados em Portugal, sempre que aplicável, com desagregação pelas tecnologias consideradas no estudo; (iii) a descrição da metodologia utilizada na estimação dos impactes das medidas e eventos extramercado; (iv) a apresentação dos resultados da estimação efetuada; e, (v) a proposta de parâmetros que operacionalizam o mecanismo de equilíbrio concorrencial.

No que concerne ao estudo relativo a 2018, a Portaria n.º 282/2019 no seu artigo 8.º, refere que o estudo a elaborar pela ERSE deverá respeitar o prazo de 15 dias contados da data de entrada em vigor da referida portaria, não sendo, assim, tramitado nos moldes descritos no artigo 2.º da mesma disposição.

Cabe ainda referir que, nos termos do enquadramento legal atualmente em vigor, a aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial compreende a definição de valores de pagamento por conta por parte dos centros electroprodutores abrangidos, sujeito a um ajuste após o apuramento dos valores finais da energia injetada nas redes por esses produtores e a estimativa postecipada dos impactes dos eventos extramercado, para o ano a que respeitem os valores e o estudo a elaborar pela ERSE.

Para efeitos de concretização do estudo previsto legalmente, o presente documento apresenta, além do presente capítulo de enquadramento e do capítulo de sumário executivo, os seguintes capítulos:

- Capítulo 2: descreve-se a metodologia utilizada no estudo para a determinação dos impactes na formação do preço decorrentes dos eventos extramercado;
- Capítulo 3: identificam-se e caracterizam-se os eventos extramercado, externos e internos, objeto do presente estudo;
- Capítulo 4: explicitam-se os efeitos dos eventos extramercado externos e internos, bem como os respetivos impactes conjuntos.

2. METODOLOGIA DO ESTUDO

Nos termos da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, o estudo da ERSE deverá identificar o efeito atribuível a eventos extramercado exteriores e os efeitos a repercutir nos centros electroprodutores a respeito de eventos extramercado internos ao sistema português. Em concreto, a referida Portaria estabelece que o pagamento líquido unitário de cada centro electroprodutor é dado pela seguinte expressão:

$$Pliq_t^k = Pem_t^{UE} - \sum_{i=1}^n Pem_{i|k_t}^{PT}, \text{ em que}$$

- $Pliq_t^k$ — Corresponde ao valor a pagar, no ano t, para a tecnologia k, por parte de cada um dos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual, por cada MWh injetado na rede, em euros;
- Pem_t^{UE} — É o impacte das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação do preço médio da eletricidade no mercado grossista em Portugal, para o ano t, apurado no Estudo da ERSE, sendo este preço determinado através do despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, em €/MWh;
- $Pem_{i|k_t}^{PT}$ — É o impacte da medida ou evento i, para a tecnologia k, registado em Portugal e identificado no Estudo da ERSE, em €/MWh, determinado por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia;
- t — É o ano de cálculo para efeitos de aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual.

Assim, no presente estudo, devem ser identificados os termos Pem_t^{UE} e $Pem_{i|k_t}^{PT}$. O primeiro dos parâmetros corresponderá à identificação do efeito dos eventos extramercado externos ao sistema português. No desenho metodológico seguido pela ERSE neste estudo, o parâmetro $Pem_{i|k_t}^{PT}$ corresponderá ao valor unitário suportado por cada centro electroprodutor da tecnologia k com a medida i ocorrida em Portugal e calculado de acordo com o disposto na mencionada Portaria.

Uma vez que a aplicação das medidas i consideradas como eventos extramercado internos pode ter especificidade por tecnologia, daí decorre que o valor do pagamento unitário a efetuar por cada centro electroprodutor terá a mesma especificidade. Todavia, cabe sublinhar que a estimação do impacte das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação do preço médio da

eletricidade no mercado grossista em Portugal é comum para todos os centros electroprodutores abrangidos (na medida em que o mercado é apenas um e só um para a totalidade das tecnologias em causa).

2.1 ESTIMAÇÃO DOS EFEITOS DOS EVENTOS EXTRAMERCADO EXTERNOS

O objeto do presente estudo resulta do espírito da aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial e visa neutralizar os efeitos para o consumidor de eletricidade português decorrentes da introdução de medidas ou decisões exteriores ao funcionamento do mercado elétrico, que, por via da crescente integração do mercado da eletricidade a nível ibérico e europeu, podem distorcer a formação do preço no mercado grossista da eletricidade, suportado pelos consumidores.

Num sistema crescentemente integrado e interligado, a interdependência dos aspetos que constituem a formulação dos modelos de mercado é elevada, o que torna complexa a identificação dos efeitos de medidas exteriores ao sistema português.

Neste sentido, importa, em termos metodológicos, referir que a aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial pretende determinar os efeitos dos eventos extramercado externos na formação do preço médio da eletricidade (com repercussão nos custos efetivos suportados pelos consumidores de energia elétrica em Portugal) e não quaisquer outros efeitos comparativos entre o sistema elétrico português e outros sistemas elétricos europeus.

Por outro lado, e uma vez que a procura dirigida a mercado é tendencialmente inelástica (não responde de forma significativa, em quantidades, a variações do preço), o preço no mercado grossista de eletricidade é maioritariamente determinado pela oferta (produção) e pela respetiva estrutura de custos das ofertas em mercado. Tal circunstância determina que, na ausência de outros mecanismos, a alteração nos fatores determinantes dos custos de produção (por via de medidas externas ao sistema português) poderá implicar uma alteração da ordenação em custos marginais das ofertas integradas em mercado, pelo que se poderão registar impactes, maiores ou menores consoante as tecnologias envolvidas e o caráter das medidas introduzidas, no preço marginal de mercado.

Do ponto de vista metodológico, importa ainda considerar que os efeitos de eventos extramercado externos na formação do preço da energia elétrica para o mercado português se podem, com robustez,

aproximar a partir dos efeitos apurados na formação do preço em mercado diário do OMIE. Esta situação é amplamente justificável pelos seguintes aspetos:

1. A forte integração dos mercados português e espanhol, designadamente ao nível do funcionamento do mercado diário e medida pelo número total de horas de preço comum aos dois sistemas, que conduz a que uma parte muito substancial dos efeitos dos eventos extramercado externos ao sistema português se propague através deste referencial de mercado.
2. O mercado diário do OMIE apresenta, para Portugal (situação idêntica para Espanha), uma elevada liquidez relativa, assente no facto de cerca de 3/4 do volume de energia consumida ser aí transacionado.
3. O preço da eletricidade formado no mercado diário constitui uma referência de preço comum e sólida para outros referenciais de mercado, sejam os mercados intradiários, de serviços de sistema ou ainda de liquidação – física ou financeira – de produtos transacionados em mercado a prazo (organizado ou OTC).

Neste sentido, a abordagem metodológica seguida centra-se na análise dos efeitos em preço de mercado no mercado diário do OMIE.

Tratando-se de um mercado marginalista, a formação do preço no mercado diário tem incidência no perfil de quantidades mobilizadas de cada tecnologia e de cada centro electroprodutor, pelo que, qualquer alteração no racional de equilíbrio do preço marginal terá consequências na composição do *mix* de produção e, por conseguinte, efeito nas quantidades de cada sistema, tecnologia ou produtor.

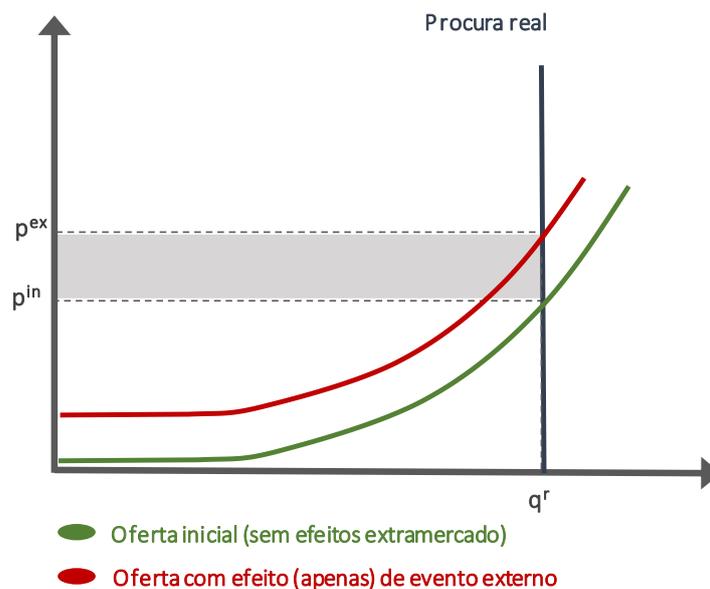
No quadro da metodologia seguida neste estudo assumiu-se apenas a produção despachada em mercado diário, ainda que a alocação final das quantidades corresponda ao programa final de mercado, que integra os volumes transacionados em mercados diário, intradiários e de serviços de sistema. Daqui decorre que os impactes estimados são minorantes daqueles que realmente se produzem no preço final da energia pago pelo consumidor português.

Uma vez que se assume que o efeito de eventos extramercado se reflete em mercado através da estrutura da oferta agregada, a abordagem metodológica aqui seguida procura determinar qual o repasse ao mercado (via ofertas em mercado) de tais eventos, no que, simplificadaamente, se poderá designar com

pass through de efeitos. Nesse sentido, o primeiro passo metodológico deverá ser o da estimação desse *pass through*.

A avaliação deste repasse de efeitos ao mercado deverá ser efetuada na curva agregada de oferta do MIBEL. A título de exemplo, considere-se uma situação em que é decidida em Espanha uma medida extramercado que em como consequência que os agentes repassem total ou parcialmente o seu custo às ofertas em mercado. Tal situação corresponde a uma retração da curva de oferta agregada, uma vez que para um mesmo nível de produção, os agentes solicitam do mercado um preço mais elevado – vide Figura 2. A retração da curva agregada de oferta deverá, neste perímetro de atuação, ser apenas efetuada por agentes de mercado em Espanha, já que não há alterações de contexto para os agentes nacionais, ainda que os reflexos se propaguem a todo o sistema ibérico.

Figura 2 – Efeito de introdução de evento extramercado exterior a Portugal



O efeito global para o consumidor de energia será o da passagem do preço de p^{in} para p^{ex} , sendo a diferença entre os dois preços ($p^{ex} - p^{in}$) a aproximação do impacto global unitário dos eventos extramercado, na constatação de que o *pass through* às ofertas é superior a zero. A totalidade dos consumidores suportará este acréscimo de preço e a generalidade dos agentes produtores terá este acréscimo da receita unitária de mercado por esta via. A composição relativa da oferta colocada em mercado (entre agentes portugueses e agentes espanhóis, neste exemplo) dependerá do nível de ajustamento efetuado em cada evento.

2.1.1 DETERMINAÇÃO DOS *PASS THROUGH* NA OFERTA EM MERCADO

Nos termos da metodologia aqui utilizada, a aferição dos valores de *pass through* a mercado dos eventos extramercado passa pela realização de um estudo regressivo que permita determinar quais os efeitos diretamente atribuíveis a tais eventos na respetiva estrutura de ofertas de cada tecnologia presente em mercado.

Assim, a aferição dos efeitos dos eventos extramercado exclusivamente para as ofertas dos agentes situados externamente ao SEN com uma periodicidade anual, consistirá em eliminar o *pass through* das ofertas de venda em mercado dos agentes externos ao SEN e, mantendo as condições de procura, ter-se-á o impacte em preço dos eventos extramercado externos (através da reconstrução do processo de encontro de mercado com novas condições de oferta de venda) por comparação com o resultado real.

A formação do preço em mercado está dependente da interação de diversos aspetos, nomeadamente a estrutura do mercado, a atuação dos agentes ou as condições de enquadramento do mercado. Do ponto de vista metodológico, para o presente estudo, importa considerar aqueles efeitos que, refletindo-se diretamente na estrutura do mercado ou nas condições de enquadramento, afetam de forma mais direta a formação do preço de mercado, designadamente:

- Tecnologia subjacente a cada unidade do parque electroprodutor;
- Regime hidrológico;
- Estrutura de custos variáveis de produção por tecnologia (para o parque térmico);
- Regime de disponibilidade dos centros electroprodutores;
- Capacidade e regime de exploração da interligação com Espanha.

Assim, como já referido, na opção metodológica seguida neste estudo, um primeiro referencial de análise passa por determinar que parte das decisões de política energética que se identifiquem como eventos extramercado externos foram, pelos agentes destinatários de tais medidas, transpostas para a sua atuação em mercado grossista do MIBEL, pelas razões atrás expostas.

A metodologia de estimação do grau de *pass through* à estrutura de ofertas dos centros electroprodutores dos eventos extramercado externos socorre-se de um estudo regressivo que utiliza informação entre o início de 2008 e o final de 2012 e o ano objeto deste estudo específico. A informação utilizada corresponde

às ofertas reais para cada tecnologia, nacionais e externos ao SEN, em mercado diário do MIBEL, aos custos de energia primária (carvão e gás natural), aos custos das licenças de emissão de dióxido de carbono e o nível de armazenamento das centrais hídricas.

O objetivo da estimação efetuada será obter o parâmetro associado à introdução do evento em causa, o qual tenderá a ser, para cada tecnologia, a valorização do respetivo *pass through* à estrutura de ofertas em mercado.

2.1.2 TECNOLOGIAS A CONSIDERAR NA ESTIMAÇÃO DE *PASS THROUGH* ÀS OFERTAS

Para a aferição de efeitos, importa sublinhar que as tecnologias de produção não se encontram todas no mesmo plano de repercussão daqueles eventos. Com efeito, as centrais nucleares e a produção alojada no regime de produção com tarifa garantida (em especial as renováveis) não parecem permitir a transmissão às ofertas dos choques a que estejam sujeitos por via fiscal, na medida em que são muito comumente consideradas de menor flexibilidade e, por conseguinte, menos suscetíveis de comportamento adaptativo.

Por estas razões, a análise efetuada centrar-se-á nas tecnologias que potencialmente terão maior impacto sobre a formação do preço marginal em mercado diário, por mais diretamente refletirem a sua estrutura de custos no respetivo padrão de ofertas. No horizonte global de análise do estudo – de 2008 ao presente – as tecnologias hídrica, térmica a carvão e de ciclo combinado a gás natural são aquelas que mais frequentemente se encontram na zona de formação do preço marginal (tecnologias ditas marginais).

2.1.3 ENERGIAS PRIMÁRIAS E *DRIVERS* DE PREÇO A CONSIDERAR

Para as tecnologias anteriormente mencionadas como sendo objeto de estudo regressivo, foi identificada a referência de custeio de energia primária que melhor se adequa à construção do custo variável das centrais respetivas.

No caso específico das térmicas, foi também considerado o custo das emissões de dióxido de carbono, medido pela cotação das respetivas licenças de emissão no mercado europeu de licenças. Para tal, foram considerados fatores de emissão *standard* para as centrais a carvão (88,3 kg de CO₂ emitido por cada GJ de carvão consumido) e para as centrais a gás natural (50,3 kg de CO₂ emitido por cada GJ de gás natural consumido).

No caso das centrais a carvão, foram consideradas as cotações do carvão em mercado internacional, utilizando a referência API2 – carvão com 6.000 kcal/kg (25,122 GJ/kg), com entrega na bacia do Mar do Norte em referência CIF. A utilização desta cotação justifica-se por se tratar da referência líquida mais representativa para *trading* de carvão para a Europa. A cotação API2 foi nivelada para um mês, ou seja, considera-se em cada dia do mês, a média das cotações do carvão de todos os dias do mês anterior, de modo a representar condições de aprovisionamento mais niveladas com as que realmente ocorrem¹.

Ainda no caso das centrais agregadas na tecnologia carvão, foi considerado um rendimento de referência de 36%² em condições de funcionamento e utilização próximas das 510 horas mensais. Este valor de referência foi, depois, ajustado em função do número de horas de funcionamento médio das centrais, de modo a acomodar alguma perda de rendimento por funcionamentos abaixo daquele patamar de operação. O valor mínimo de rendimento considerado foi de 33,75%, correspondente a uma operação pontual de uma central a carvão.

Para as centrais de ciclo combinado a gás natural, foram considerados, para Espanha, os preços de aprovisionamento de gás natural que se extraem dos inventários de comércio internacional agregados pelo Eurostat³ para o sistema espanhol, assumindo que o preço mensal de aprovisionamento para o mercado de produção de eletricidade corresponderá ao valor médio obtido para todo o gás mobilizado para o sistema espanhol, deduzido das quantidades que são exportadas. O poder calorífico considerado para o gás natural mobilizado para o sistema espanhol corresponde a um valor *standard* de 38,2 MJ por m³.

O rendimento de referência considerado para as centrais de ciclo combinado a gás natural foi de 51,2%⁴, que corresponde a condições niveladas de funcionamento e operação em torno das 500 horas mensais de funcionamento. Analogamente ao que foi efetuado para as centrais de carvão, o rendimento das centrais de ciclo combinado a gás natural foi ajustado em baixa para patamares de operação mais reduzidos, com um mínimo de 49,4% nas utilizações pontuais.

¹ A mobilização de carvão *spot* tenderá a ser uma exceção, apenas aplicável no *trading* de quantidades adicionais.

² *Optimización de la eficiencia energética en centrales eléctricas*, Eduardo Santos Martínez; Eficiencia energética: tecnología y políticas de apoyo; p. 147; https://www.ici.es/contenidos/contenido_texto.php?contenido=2653.

³ <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home>.

⁴ http://www.iberdrola.es/webibd/gc/prod/es/doc/eficiencia_energetica_empresa_electrica.pdf.

Para as tecnologias térmicas aqui consideradas – carvão e gás natural – são assumidos valores de emissões de CO₂ que decorrem da utilização de fatores de emissão padrão para cada tecnologia. Assim, para as centrais a carvão, considerou-se a emissão de 2,22 toneladas métricas de CO₂ por cada tonelada de carvão⁵ que tenha sido utilizado, o que escala os fatores de emissão para o rendimento da central.

No caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, o princípio seguido e a fonte utilizada foram as mesmas, considerando-se a emissão de 0,18 toneladas de CO₂ por cada MWh térmico de gás natural consumido.

2.1.4 ESTRUTURA DA FUNÇÃO OFERTA EM MERCADO

Para cada uma das tecnologias consideradas relevantes para efeitos de formação do preço de mercado, é considerada, neste estudo, uma expressão para a função oferta em mercado diário. Assumindo-se que não é colocado em causa o princípio de um mercado marginalista, em que a oferta de curto prazo tende a refletir a estrutura de custos de curto prazo correspondente a produzir uma unidade adicional de energia (custo marginal), a determinação do preço ofertado em mercado dependerá essencialmente do custo variável de cada tecnologia.

A expressão da função oferta para cada uma das tecnologias consideradas neste estudo, assumirá, assim, a seguinte expressão geral:

$$P_{oferta,k}^d = \beta_k \times Driver_k^d, \text{ em que}$$

- $P_{oferta,k}^d$ é o preço de venda ofertado em mercado pela tecnologia k no dia d;
- $Driver_k^d$ é o *driver* de custeio de curto prazo associado à tecnologia k para o dia d;
- β_k corresponde ao coeficiente regressivo associado ao *driver* de custeio da tecnologia k;

Atendendo ao conjunto de tecnologias atrás mencionadas como devendo ser integradas ativamente na estimação de efeitos (carvão, ciclo combinado a gás natural e hídrica), o *driver* de custeio (ou valorização) deverá integrar todos os itens relevantes na determinação do custo variável de curto prazo. Assim, para as

⁵ Considerado o valor padrão constante da tabela em <http://www.carbonlighthouse.org/wp-content/uploads/2010/10/UnitsAndConversions.pdf>.

centrais térmicas ter-se-á em consideração o custo da energia primária (carvão ou gás natural)⁶ e os custos com a emissão de CO₂ correspondente, enquanto para as centrais hídricas se tomará como *driver* de valorização os níveis de armazenamento em albufeiras.

Com a introdução dos eventos extramercado externos ao SEN, a expressão da função oferta para cada uma das tecnologias consideradas neste estudo passa a integrar um choque externo (correspondente aos eventos identificados), pelo que a oferta passa a caracterizar-se com a seguinte expressão geral:

$$P_{oferta,k}^d = \beta_k \times Driver_k^d + \beta_{i,k} \times Evento_i, \text{ em que}$$

- $P_{oferta,k}^d$ é o preço de venda ofertado em mercado pela tecnologia k no dia d;
- $Driver_k^d$ é o *driver* de custeio de curto prazo associado à tecnologia k para o dia d;
- β_k corresponde ao coeficiente regressivo associado ao *driver* de custeio da tecnologia k;
- $Evento_i$ é o evento extramercado i, assumindo a natureza de uma variável *dummy* temporal (assume valor nulo nos períodos em que não existe e valor unitário nos períodos em que está ativo o evento no ano t a que se refere o estudo);
- $\beta_{i,k}$ corresponde ao coeficiente regressivo associado ao evento extramercado i, para a tecnologia k, sendo a medida do seu impacte na oferta de curto prazo em mercado.

A determinação, por tecnologia, do *pass through* às ofertas que decorre do evento extramercado externo só é considerada após a validação estatística dos resultados obtidos. Com efeito, além da medida da qualidade global do ajustamento regressivo efetuado, é efetuada a validação da significância estatística de cada parâmetro e dos pressupostos referentes ao modelo de regressão linear, nomeadamente: i) o pressuposto da linearidade entre a variável dependente e as variáveis independentes; ii) o pressuposto da distribuição normal dos erros; e, iii) o pressuposto da ausência de multicolinearidade. Posteriormente, realizou-se ainda um teste estatístico para validação da especificação do modelo regressivo utilizado.

⁶ No caso das centrais a carvão considera-se o custo do carvão implícito na cotação média do API2, no mês anterior ao que respeita o dia d; no caso das centrais de ciclo combinado considera-se o custo médio do gás natural implícito nos inventários de comércio internacional agregados para Espanha pelo Eurostat, no mês a que respeita o dia d.

2.1.5 CORREÇÃO DAS OFERTAS EM MERCADO

Após a estimação dos resultados dos coeficientes regressivos do evento extramercado, associados a cada tecnologia relevante no estudo, e uma vez comprovada a sua validade estatística, estes são utilizados para correção das ofertas em mercado. De forma resumida, se o parâmetro estimado corresponde à melhor estimação da alteração que foi produzida na oferta colocada em mercado que se atribui à entrada em vigor do evento extramercado, a dedução do parâmetro respetivo (tecnologia a tecnologia) a cada termo de oferta no ano do estudo, corresponde a obter a estrutura de oferta de venda isenta desse mesmo evento extramercado.

Neste estudo, havendo a identificação dos efeitos dos eventos externos, a cada termo de oferta de uma central externa ao SEN (a carvão, de ciclo combinado a gás natural, ou hídrica) é deduzido o valor do parâmetro estimado para a respetiva tecnologia, calculado conforme antes expressado. Daqui decorre que a expressão que devolve cada termo de oferta considerado neste estudo é a seguinte:

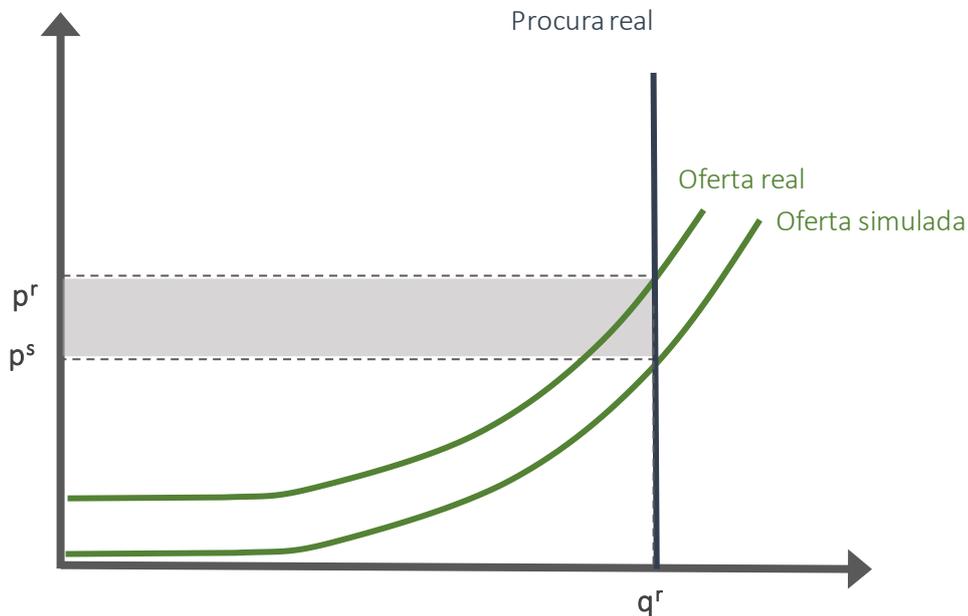
$$P_{oferta,k}^{i,h} = P_{oferta,k}^h - \beta_{i,k}, \text{ em que}$$

- $P_{oferta,k}^{i,h}$ é o preço corrigido de venda ofertado em mercado pela tecnologia k, na hora h;
- $P_{oferta,k}^h$ é o preço de venda efetivamente ofertado em mercado pela tecnologia k, na hora h;
- $\beta_{i,k}$ corresponde ao coeficiente regressivo associado ao evento extramercado i, para a tecnologia k, constante para todas as horas do ano em avaliação.

Assumindo genericamente que os valores de $\beta_{i,k}$ são positivos, a correção das ofertas de venda em mercado corresponde a uma alteração da oferta agregada de mercado, em que, para uma mesma quantidade, o preço ofertado é mais baixo, ou, alternativamente, para um mesmo preço ofertado há mais quantidade ofertada. A correção dos eventos corresponde a determinar-se o seu efeito sobre a formação do preço de mercado.

Graficamente, esta correção agregada das ofertas corresponde a um deslocamento para a direita da curva de oferta agregada de mercado e tenderá a originar um preço de equilíbrio de mercado mais baixo (vide figura seguinte).

Figura 3 – Ilustração gráfica da alteração de ofertas em mercado



No presente estudo é considerado que as ofertas de compra não são ajustadas e que, para efeitos do cálculo do efeito em preço do evento extramercado, a procura global do sistema ibérico é mantida, na nova situação, igual à que efetivamente ocorreu no semestre em estudo (procura completamente vertical). Esta assunção corresponde a isolar os efeitos que, designadamente, se produziram no processo de acoplamento de preço (*price coupling*) com os mercados do noroeste europeu.

As curvas agregadas de oferta que se obtêm da correção de todos e cada um dos termos de oferta de venda nos moldes atrás referidos, dão, depois, origem a um processo de replicação da casação em mercado diário. Este processo de replicação do processo de encontro de ofertas de compra e venda em mercado é apenas concretizado para as horas em que o preço de mercado não reflete condições instrumentais de mercado, ou seja, sempre que o preço se forme com um volume muito significativo de ofertas instrumentais (i.e., ofertas que não refletem a estrutura de custos de curto prazo, mas antes outras condições como a não flexibilidade de despacho económico). Para efeitos da presente metodologia, considera-se que as horas em que o preço médio ofertado casado em mercado que é inferior ou igual ao preço médio aritmético das ofertas casadas situadas entre 25% e 50% do preço marginal do mercado diário, correspondem a horas de preço instrumental. Nestas horas não há lugar ao referido processo de replicação da casação em mercado diário, assumindo-se o preço realmente ocorrido como o que ocorreria igualmente na ausência de eventos extramercado.

2.1.6 EFEITOS DOS EVENTOS EXTRAMERCADO

A metodologia seguida passa por estimar os efeitos sobre o preço de equilíbrio de mercado da ocorrência direta dos eventos extramercado sobre os agentes que os defrontam, i.e., que tipo de alteração da estrutura de oferta dos diferentes agentes é possível determinar pela existência de tais eventos, através de um estudo regressivo.

Este estudo, através dos novos preços horários simulados, dará a modulação fina dos impactes em preço que se verificam no consumidor português e que se podem atribuir aos eventos extramercado externos. O confronto entre o preço que efetivamente se formou em mercado diário e aquele que resultou do processo de simulação atrás descrito corresponde ao efeito global decorrente dos eventos extramercado sobre o preço da energia em mercado diário que é suportado pelos consumidores portugueses. Este efeito considera, pelas razões atrás mencionadas, todos os efeitos compostos das variáveis determinantes do funcionamento do mercado grossista de eletricidade.

De forma resumida, a diferença entre o preço que realmente ocorreu e o preço que ocorreria na ausência de qualquer evento extramercado externo corresponde ao impacto dos eventos externos na formação de preço em mercado. Assim, a expressão geral do impacte estimado do evento extramercado externo é a seguinte:

$$\widehat{Pem}_t^{UE} = p_t^{PT} - p_t'^{PT}, \text{ em que}$$

- \widehat{Pem}_t^{UE} – É o impacte estimado das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação do preço médio da eletricidade no mercado grossista em Portugal, em €/MWh;
- p_t^{PT} – É o preço médio ponderado por volume de compra para a área portuguesa do MIBEL de todas as horas do ano t, efetivamente verificado no mercado grossista do MIBEL, em €/MWh;
- $p_t'^{PT}$ – É o preço médio ponderado por volume de compra para a área portuguesa do MIBEL de todas as horas do ano t, decorrente da simulação efetuada nos termos do presente estudo, em €/MWh.

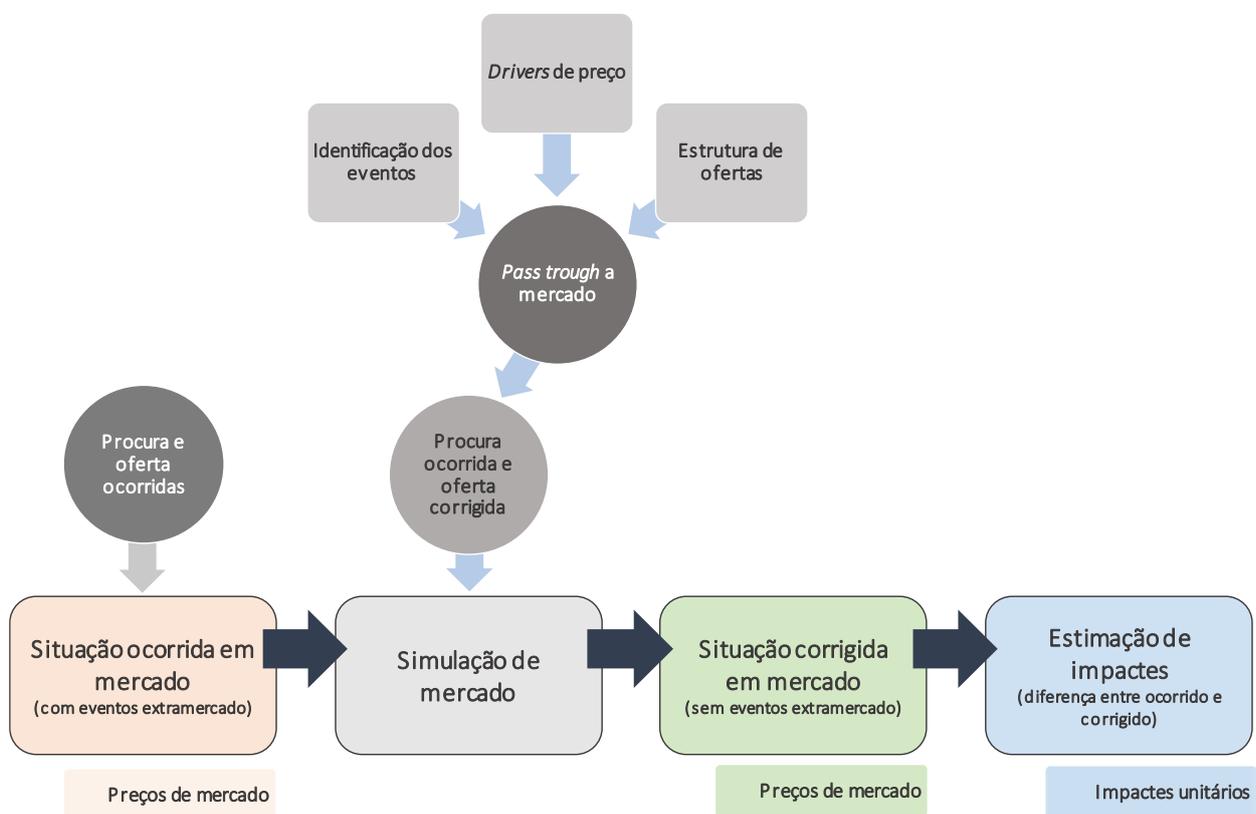
No caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, há que considerar a isenção prevista nos termos da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, que determina que só haja lugar a pagamentos por conta do mecanismo de equilíbrio concorrencial acima das 2000 horas de produção equivalente.

2.1.7 SÍNTESE DA METODOLOGIA EMPREGUE NA DETERMINAÇÃO DOS EVENTOS EXTRAMERCADO EXTERNOS

A explicitação completa da metodologia empregue neste estudo, para a determinação dos efeitos globais dos eventos extramercado em cenário real, pode sintetizar-se no algoritmo constante da Figura 4, o qual é válido para a aferição de eventos extramercado de natureza externa ao sistema português.

A metodologia seguida neste estudo assume a regra base de simular, com as mesmas regras de mercado, as condições de encontro entre a procura e a oferta na situação em que se expurgam dos *inputs* nesse processo de mercado os efeitos de eventos extramercado externos, ou seja, presumindo a inexistência de *pass through* às ofertas de mercado dos eventos extramercado externos que venham a ser identificados.

Figura 4 – Algoritmo de determinação dos efeitos de eventos extramercado externos



A montante, a determinação dos referidos *pass through* depende, naturalmente, da identificação dos eventos que os possam determinar, com ajustamento temporal da sua aplicação, bem como das condições niveladas de oferta (estrutura das ofertas) e da sua relação com os *drivers* de preço ofertado. A conjugação, em tratamento econométrico, destas vertentes é a base de determinação dos efeitos brutos na oferta dirigida a mercado (*pass through*), os quais são, posteriormente e condicionados por questões operativas (como a existência de ofertas instrumentais em mercado), utilizados para ajustar a oferta considerada em cada simulação horária de mercado.

No essencial, os impactes dos eventos extramercado externos são, assim, apurados por confrontação entre a situação realmente ocorrida no mercado e a que ocorreria com as condições ajustadas de funcionamento, necessariamente todas referidas a um mesmo período e a um mesmo conjunto de entidades.

2.2 ESTIMAÇÃO DOS EFEITOS DOS EVENTOS EXTRAMERCADO INTERNOS

Como atrás referido, o mecanismo de equilíbrio concorrencial contempla uma parcela relativa a eventos extramercado de ordem interna ao SEN, os quais atuam em sentido contrário aos eventos externos – i.e., constituem um encargo exterior à operação dita normal das centrais abrangidas, pelo que devem, nos termos da Portaria n.º 282/2019, ser deduzidos ao valor dos encargos a suportar por conta dos eventos extramercado externos. Os eventos extramercado de ordem interna são explicitados no termo $Pem_{i|k_t}^{PT}$, que o quadro legal determina que seja um valor expresso em €/MWh, ou seja um valor unitário por cada unidade de energia injetada na rede.

Nos termos da mencionada Portaria, cabe ao membro do Governo responsável pela área da energia aprovar aqueles que são os eventos internos a considerar no apuramento dos valores a repercutir aos produtores abrangidos pela aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial.

No caso específico das centrais térmicas a gás natural no sistema português, como já referido, há que considerar a existência de uma isenção prevista na Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, que isenta as injeções na rede correspondentes a 2000 horas de funcionamento do pagamento do valor da compensação nos termos do mecanismo de equilíbrio concorrencial, incluindo nessa aplicação eventuais eventos extramercado internos que lhes sejam aplicáveis.

Do ponto de vista metodológico, no apuramento de valores respeitantes a eventos extramercado internos ao SEN, são considerados os seguintes aspetos:

1. Os eventos considerados são aqueles que forem aprovados, para cada ano t , pelo membro do Governo responsável pela área da energia, com a eventual especificidade de tecnologia que lhes seja atribuída, sendo tomados em base cumulativa e em valores unitários aplicáveis a cada unidade de energia injetada nas redes;
2. Como consequência da consideração de valores unitários por unidade de energia injetada nas redes, eventuais eventos extramercado internos de valor fixo são variabilizados pelo valor total da energia injetada nas redes no ano a que respeita o estudo;
3. No caso específico das centrais de ciclo combinado a gás natural, a variabilização de valores é efetuada considerando a totalidade da produção, sem prejuízo da aplicação dos valores a partir das 2.000 horas de funcionamento equivalente daquelas centrais;
4. Decorrente da eventual especificação por tecnologia no caso dos eventos extramercado internos, há lugar à determinação de um parâmetro $Pem_{i|k_t}^{PT}$, também ele específico por tecnologia.

3. IDENTIFICAÇÃO DOS EVENTOS EXTRAMERCADO

O preâmbulo do Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, estabelece o enquadramento geral do que se deve entender por eventos extramercado, passíveis de estudo pela ERSE nos termos da mesma disposição legal. Com efeito, o referido preâmbulo menciona que o diploma visa a criação de “(...) um mecanismo regulatório que visa compensar as distorções que as medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia provocam na formação dos preços médios de eletricidade no mercado grossista em Portugal (...)”, cabendo à ERSE identificá-los em estudo anual. Mais se refere que os mencionados eventos extramercado são “(...) benefícios não expectáveis para os produtores nacionais (...)” que devem, por consequência, ser objeto de compensação para assim se manter o “(...) equilíbrio da concorrência do mercado grossista de eletricidade em Portugal (...)”.

No caso específico dos eventos extramercado de ordem interna, o referido preâmbulo refere também que é contemplada a “(...) possibilidade de ajustar a incidência do evento extramercado à tecnologia de produção de eletricidade sobre a qual incide, assegurando-se deste modo uma aplicação dirigida que evita as distorções da aplicação indiferenciada sobre todos os produtores (...)”.

Em face dos níveis de integração dos mercados português e espanhol e das características estruturais dos mesmos, as alterações relevantes em termos económicos e legislativos que se situem ao nível de Espanha tenderão a ser mais impactantes no funcionamento do MIBEL e a afetar mais diretamente a formação do preço que é referência para os consumidores portugueses. Neste sentido, sem excluir quaisquer outros eventos ocorridos nos mercados europeus, alterações produzidas em Espanha tenderão a ter uma repercussão mais evidente no âmbito deste estudo e de outros que se lhe sigam.

Para efeitos do estudo relativo a 2018, considera-se inexistente qualquer evento interno previsto na referida Portaria n.º 282/2019, na medida em que, para esse ano, não existiu qualquer norma que o habilitasse.

3.1 EVENTOS EXTRAMERCADO EXTERNOS

Em 2018, objeto central deste estudo, e tendo presentes as referidas características de descontinuidade temporal, foi possível determinar como um elemento importante no quadro de funcionamento do MIBEL a aprovação do pacote legislativo consubstanciado na *Ley 15/2012*, de 27 de dezembro e na *Ley 9/2013*,

de 13 de julho. No essencial, este pacote de medidas veio aprovar um conjunto de incidências tributárias sobre o setor elétrico espanhol, em particular sobre a produção de energia elétrica, as quais não podem deixar de considerar-se como sendo impactantes no funcionamento do MIBEL.

O mencionado pacote de medidas contido na *Ley 15/2012*, de 27 de dezembro e alterado e atualizado na *Ley 9/2013*, de 13 de julho constituiu, para efeitos do presente estudo, a única situação de evento extramercado identificada pela ERSE. As características mais detalhadas dessas medidas são as seguintes:

1. Criação de um imposto sobre a produção de energia elétrica

Foi introduzido um imposto sobre a produção de energia elétrica, com uma taxa marginal de 7% a aplicar às receitas totais geradas por cada produtor com a injeção de energia elétrica nas redes do sistema espanhol. Sendo um valor referente à produção injetada na rede, abrange as receitas obtidas em todos os referenciais de mercado (mercado diário, mercados intradiários, resolução de restrições e reserva de energia).

Este imposto é aplicável a todas as entidades, independentemente da fonte primária de energia utilizada.

2. Alteração das disposições sobre impostos especiais

No quadro da aplicação de impostos especiais, foram alteradas as condições de tributação do consumo de energias primárias, designadamente de combustíveis fósseis. As alterações com impacto mais direto no setor elétrico espanhol foram as seguintes:

- | | |
|-------------|---|
| Gás natural | Tributação do consumo de gás natural para produção elétrica, por um valor de 0,65 €/GJ de gás consumido. Este valor corresponde a 2,34 €/MWh _t de gás consumido à entrada da central, o que, por sua vez, corresponde a 4,59 €/MWh de energia elétrica produzida, considerando uma eficiência relativa da central de 51%. |
| Carvão | Tributação do consumo de carvão para produção elétrica, por um valor de 0,65 €/GJ de carvão consumido. Este valor corresponde a 2,34 €/MWh _t de carvão consumido à entrada da central, o que, por sua vez, corresponde a 6,5 €/MWh de energia elétrica produzida, considerando uma eficiência relativa da central de 36%. O consumo de carvão nacional previsto na <i>Resolución 1736/2013</i> , de 13 de fevereiro, está isento de tributação fiscal. |

Fuelóleo Tributação do consumo de fuelóleo para produção elétrica, ou cogeração, por um valor de 12 €/ton de fuelóleo consumido. Este valor corresponde a 1,12 €/MWh_t de fuelóleo consumido à entrada da central para um poder calorífico do fuelóleo de referência NWE⁷, o que, por sua vez, corresponde a 2,95 €/MWh de energia elétrica produzida, considerando uma eficiência relativa da central de 38%.

3. Taxação da utilização dos recursos hídricos

A utilização, para a produção de energia elétrica, de recursos hídricos de domínio público foi sujeita a uma taxa anual. Esta taxa corresponde a 22% do valor económico da energia elétrica produzida e injetada na rede. A *Ley 15/2012* estabelece um nível de isenção total para os centros electroprodutores hídricos diretamente explorados pela Administração competente para a gestão do domínio público hídrico, assim como um nível de isenção de 90% da taxa (taxa equivalente de 2,2%) aplicável quer aos centros electroprodutores com potência instalada até 50 MW, quer aos centros electroprodutores que, tendo uma potência instalada superior a 50 MW, possuam capacidade de bombagem.

No quadro da aplicação da *Ley 15/2012* inscreveram-se também encargos tributários sobre a produção de energia elétrica a partir de centrais nucleares. Estes impostos incidem sobre a produção propriamente dita, a produção de resíduos e o armazenamento de resíduos nucleares. O cálculo dos encargos correspondentes para o produtor depende de uma caracterização específica do metal pesado utilizado como combustível e de critérios de operação que não estão acessíveis à ERSE. Em todo o caso, as centrais nucleares só em condições extremas seriam responsáveis pela formação do preço marginal de mercado, pelo que não se considerou crítica a determinação do valor do imposto aplicado.

O efeito gerado sobre os centros electroprodutores espanhóis é, na maioria dos casos, visível de duas formas distintas: por um lado no acréscimo de custos na entrada da central a título de utilização da energia primária (seja gás natural, fuelóleo, nuclear ou recursos hídricos) e, por outro, sob a forma de um encargo à saída correspondente a 7% da receita gerada pela produção de energia elétrica.

O referido conjunto de medidas fiscais tem óbvia repercussão na formação do preço de mercado no sistema espanhol, desde logo porque interfere na estrutura de custos das diferentes tecnologias, sejam

⁷ Poder calorífico de 38,65 GJ/ton.

elas marginais ou não. De resto, parece evidente que a manutenção do resultado operacional para cada centro electroprodutor é apenas possível de assegurar para um patamar de receita unitária mais elevado. Por exemplo, uma central de ciclo combinado a gás natural que em 2012 tivesse obtido uma receita unitária de 50 €/MWh com a energia elétrica produzida e que, após a alteração fiscal, pretendesse manter o mesmo nível de resultado operacional, teria que obter no mercado uma receita unitária de cerca de 58,35 €/MWh⁸ com a mesma energia colocada. Neste caso, fosse esta a tecnologia marginal marcadora do preço e ter-se-ia um impacte potencial no preço de mercado de 8,35 €/MWh (cerca de 16,7% do preço inicial). Já para uma central térmica a carvão que em 2012 tivesse obtido uma receita unitária de 50 €/MWh com a energia elétrica produzida e que, após a alteração fiscal, pretendesse manter o mesmo nível de resultado operacional, teria que obter no mercado uma receita unitária de cerca de 60,26 €/MWh⁹ com a mesma energia colocada. Neste caso, fosse esta tecnologia marginal marcadora do preço e ter-se-ia um impacte potencial no preço de mercado de 10,26 €/MWh (cerca de 20,5% do preço inicial).

Por força do nível de integração existente no MIBEL, este conjunto de medidas teve também reflexo no preço marginal do mercado português. De forma muito resumida, as medidas fiscais em Espanha vieram determinar a existência de uma estrutura de custos para os centros electroprodutores espanhóis mais onerosa a partir de 2013 para condições semelhantes de funcionamento. Esta circunstância, num mercado fortemente integrado como o MIBEL, determinou um acréscimo exógeno da competitividade relativa das centrais portuguesas, independentemente do seu nível e estrutura de custos.

Da análise efetuada pela ERSE, o conjunto de medidas introduzido em Espanha pela *Ley 15/2012*, de 27 de dezembro, e pela *Ley 9/2013*, de 13 de julho, constituiu o único evento extramercado identificável no ano de 2018.

No capítulo seguinte descreve-se a metodologia utilizada para a determinação dos efeitos gerados por estas medidas na formação do preço defrontado pelos consumidores portugueses, sendo, depois, descritos e caracterizados os impactes estimados.

⁸ Considerando um acréscimo do custo do gás natural consumido de 4,59 €/MWh de eletricidade produzida e o efeito de perda de 7% da receita (neste caso obtido pelo rácio 50 €/MWh / (1-7%)).

⁹ Considerando um acréscimo do custo do carvão consumido de 6,5 €/MWh de eletricidade produzida e o efeito de perda de 7% da receita (neste caso obtido pelo rácio 50 €/MWh / (1-7%)).

Para o ano de 2018 (e, posteriormente, também para 2019), deve tomar-se em consideração a aprovação em Espanha de medidas urgentes para prevenir a subida do preço da eletricidade, que tiveram como consequência direta a suspensão do regime fiscal entre outubro de 2018 e março de 2019 e, conseqüentemente, a inexistência de evento extramercado de ordem externa.

Estas medidas, publicadas através do *Real Decreto-ley 15/2018* a 6 de outubro passado, compreendem a suspensão temporária, a partir de 1 de outubro e durante um período de 6 meses, do imposto sobre a produção de energia elétrica e a aplicação de um regime de isenção no imposto sobre hidrocarbonetos (carvão e gás natural) na produção de energia elétrica. Daqui decorre que, durante o período da mencionada suspensão do regime fiscal até aqui vigente em Espanha, o efeito de evento extramercado como tal deve ser considerado inexistente (por inexistência do próprio evento).

3.2 EVENTOS EXTRAMERCADO INTERNOS

Como atrás referido, por ausência de contexto legal que o possa habilitar não são considerados no presente estudo quaisquer eventos extramercado de ordem interna ao SEN.

4. AVALIAÇÃO DE IMPACTES

A determinação dos efeitos decorrentes de eventos extramercado externos sobre a formação do preço da energia elétrica em mercado diário, para a área portuguesa do MIBEL, seguiu a metodologia de apuramento atrás explicitada. A aplicação dessa metodologia envolveu a utilização de informação real, tanto da REN, quanto do OMIE.

No presente capítulo explicitam-se os resultados apurados para o ano 2018 com a aplicação da metodologia e demais aspetos de incidência do mecanismo de equilíbrio concorrencial, seja no que respeita aos eventos extramercado externos, seja aos de ordem interna ao SEN. Necessariamente, e tendo em conta o quadro legal em vigor, a combinação dos dois apuramentos conduz à identificação do pagamento líquido a efetuar pelos produtores abrangidos no âmbito do mecanismo de equilíbrio concorrencial.

Nos subcapítulos seguintes são apresentados os resultados da metodologia de apuramento dos efeitos dos eventos extramercado apurados (externos e internos) e a respetiva conjugação das duas parcelas (efeitos globais apurados).

4.1 APURAMENTO DOS IMPACTES DE EVENTOS EXTRAMERCADO EXTERNOS

Tendo por base a aplicação da metodologia, são aqui apresentados os resultados do estudo regressivo efetuado para determinação dos efeitos do regime fiscal em Espanha (evento extramercado externo ao sistema português). A identificação dos coeficientes de regressão associados às centrais a carvão, de ciclo combinado a gás natural e hídricas, é resumida na Tabela 2, na Tabela 3 e na Tabela 4.

Tabela 2 – Resultados de regressão para centrais a carvão

	Coefficiente do <i>Driver</i>	Coefficiente do evento externo
Coefficientes de regressão	$\beta_{carvão} = 0,898$	$\beta_{EXT} = 7,375$
	p-value: 0 [significância estatística]	p-value: 0 [significância estatística]
Qualidade do ajustamento	R ² ajustado = 0,972	
Linearidade	A relação entre a variável dependente e as independentes é de tipo linear, pelo que o modelo de regressão linear é válido	
Normalidade dos erros	Validação do pressuposto através de análise gráfica	
Multicolinearidade	<i>Variance Inflation Factor</i> aponta para a inexistência de problemas de multicolinearidade	
Especificação do modelo	A análise estatística permite concluir que não houve falha na especificação do modelo utilizado	

Tabela 3 – Resultados de regressão para centrais de ciclo combinado a gás natural

	Coefficiente do <i>Driver</i>	Coefficiente do evento externo
Coefficientes de regressão	$\beta_{GN} = 0,826$	$\beta_{EXT} = 13,158$
	p-value: 0 [significância estatística]	p-value: 0 [significância estatística]
Qualidade do ajustamento	R ² ajustado = 0,964	
Linearidade	A relação entre a variável dependente e as independentes é de tipo linear, pelo que o modelo de regressão linear é válido	
Normalidade dos erros	Validação do pressuposto através de análise gráfica	
Multicolinearidade	<i>Variance Inflation Factor</i> aponta para a inexistência de problemas de multicolinearidade	
Especificação do modelo	A análise estatística permite concluir que não houve falha na especificação do modelo utilizado	

Tabela 4 - Resultados de regressão para centrais hídricas

	Coeficiente do Driver	Coeficiente do evento externo
Coefficientes de regressão	$\beta_{hid} = 96,507$	$\beta_{EXT} = 7,474$
	p-value: 0 [significância estatística]	p-value: 0 [significância estatística]
Qualidade do ajustamento	R ² ajustado = 0,914	
Linearidade	A relação entre a variável dependente e as independentes é de tipo linear, pelo que o modelo de regressão linear é válido	
Normalidade dos erros	Validação do pressuposto através de análise gráfica	
Multicolinearidade	<i>Variance Inflation Factor</i> aponta para a inexistência de problemas de multicolinearidade	
Especificação do modelo	A análise estatística permite concluir que não houve falha na especificação do modelo utilizado	

Conforme se pode extrair das tabelas acima, os valores de *pass through* do evento extramercado variam entre os 7,375 €/MWh (para as centrais de carvão) e os 13,158 €/MWh das centrais de ciclo combinado a gás natural. O valor do coeficiente associado ao regime fiscal no caso das centrais hídricas é de 7,474 €/MWh.

Ainda de acordo com os valores constantes das tabelas, todos os coeficientes estimados são estatisticamente significativos e a regressão efetuada explica entre 91% e 97% da realidade que se pretende estimar.

Tendo presentes os valores obtidos e a robustez estatística do modelo estimado, os coeficientes de regressão associados ao evento extramercado em cada uma das tecnologias foram utilizados para ajustar as ofertas horárias de todas as centrais espanholas de cada tecnologia, pelo correspondente valor apurado.

Com base neste ajustamento de ofertas individuais das centrais espanholas das tecnologias relevantes, foram construídas por agregação das diferentes ofertas, as respetivas curvas agregadas de oferta de venda do sistema espanhol e utilizadas as curvas de oferta de venda originais do sistema português. Estas curvas agregadas foram, depois, utilizadas no processo de simulação de todos os preços horários, respeitando-se

as condições de exploração da interligação, como atrás referenciado. Os resultados agregados do processo de simulação de novos preços e os consequentes efeitos sobre o consumidor português são identificados de seguida na Tabela 5. Convém reter que, do ponto de vista metodológico, se considera que as horas do ano em que o preço horário é inferior a um valor apurado pela dedução de duas vezes o desvio padrão ao valor médio do ano, não são origem a simulação de novos valores de preço, assumindo-se os que se verificaram.

**Tabela 5 – Preço ponderado por procura, real e simulado, e efeito dos eventos extramercado externos
Ano 2018, de janeiro a setembro, valores em €/MWh**

	PMD real	PMD simulado	Pem ^{UE}
Ano	55,57	49,30	6,27
Janeiro	52,53	45,93	6,60
Fevereiro	55,38	48,49	6,89
Março	40,24	35,18	5,06
Abril	43,06	37,00	6,06
Maio	55,24	48,47	6,77
Junho	58,77	52,12	6,65
Julho	62,22	56,13	6,09
Agosto	64,75	58,72	6,03
Setembro	71,69	65,34	6,35

Nota: para os meses de outubro a dezembro de 2018, a simulação de novos preços não foi produzida, dada a vigência do único evento extramercado de ordem externa ao SEN.

Como evidencia a tabela de resultado, para o ano de 2018 – de janeiro a setembro, por força da suspensão do regime fiscal em Espanha, que constitui o único evento extramercado externo ao SEN -, o diferencial de preço apurado entre aquele que efetivamente se verificou e o que decorre da replicação do algoritmo de mercado aplicado a ofertas corrigidas de eventos, ascendeu a 6,27 €/MWh¹⁰, em valor médio ponderado pelas quantidades de procura para Portugal satisfeitas em mercado diário do MIBEL. Estes diferenciais

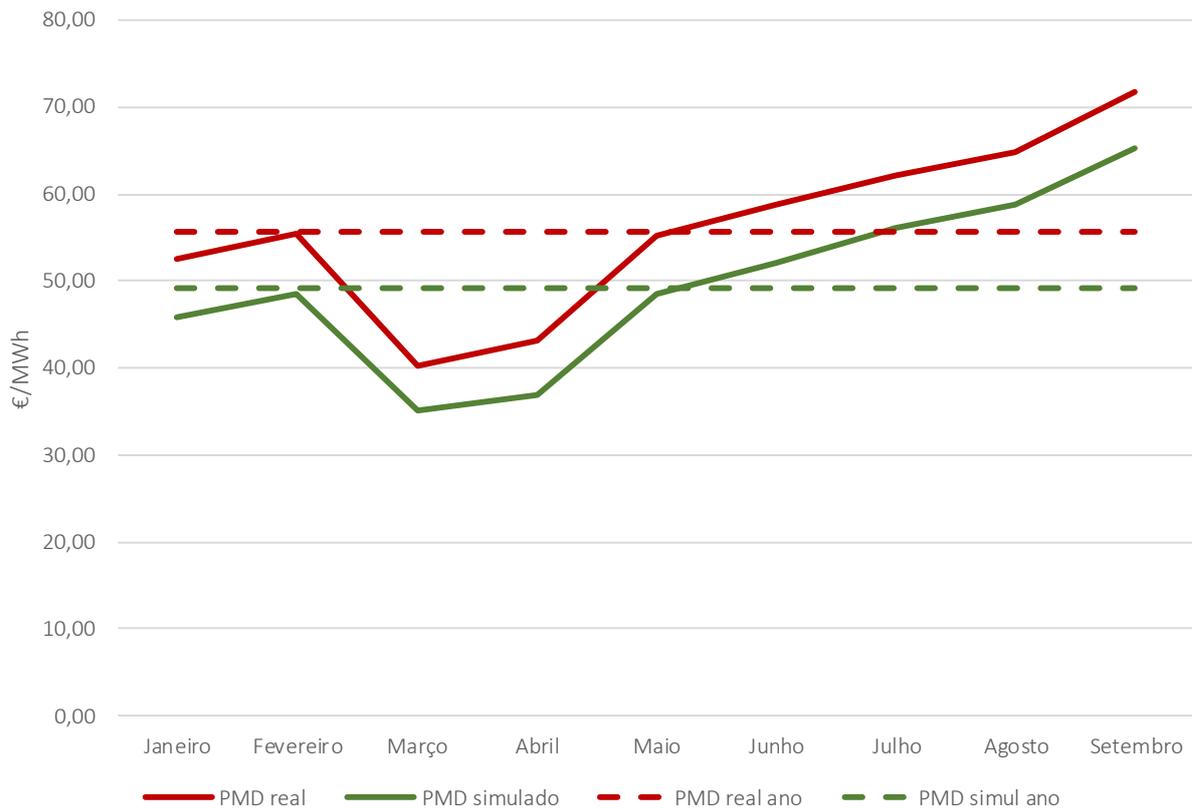
¹⁰ O diferencial de preços por aplicação de uma média aritmética simples ascende a 6,22 €/MWh.

variaram entre um mínimo de 5,06 €/MWh registados em março e 6,89 €/MWh registados em fevereiro.

Esta informação é igualmente explicitada na Figura 5.

Figura 5 – Curvas de preço ponderado por procura, real e simulado

Ano 2018, de janeiro a setembro



Fonte: OMIE; ERSE; elaboração final ERSE

4.2 APURAMENTO DOS IMPACTES DE EVENTOS EXTRAMERCADO INTERNOS

Em relação ao apuramento dos impactes dos eventos extramercado internos ao sistema português, como antes referido, tais eventos não são apurados para 2018, por inexistência de habilitação legal para considerar qualquer evento ou circunstância como tal. Daqui decorre que o valor global desta componente da metodologia aprovada com a Portaria n.º 282/2019 é nulo.

4.3 APURAMENTOS DOS IMPACTES GLOBAIS FINAIS

Nos termos da Portaria n.º 282/2019, o valor global do parâmetro $Pliq$ a aplicar em cada ano resulta da aplicação conjugada dos efeitos extramercado de ordem interna e de ordem externa, nos termos da expressão já atrás evidenciada e reproduzida de seguida:

$$Pliq_t^k = Pem_t^{UE} - \sum_{i=1}^n Pem_{i|k_t}^{PT}, \text{ em que}$$

- $Pliq_t^k$ — Corresponde ao valor a pagar, no ano t , para a tecnologia k , por parte de cada um dos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual, por cada MWh injetado na rede, em euros;
- Pem_t^{UE} — É o impacte das medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação do preço médio da eletricidade no mercado grossista em Portugal, para o ano t , apurado no Estudo da ERSE, sendo este preço determinado através do despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, em €/MWh;
- $Pem_{i|k_t}^{PT}$ — É o impacte da medida ou evento i , para a tecnologia k , registado em Portugal e identificado no Estudo da ERSE, em €/MWh, determinado por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia;
- t — É o ano de cálculo para efeitos de aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual.

O primeiro termo da expressão foi apurado na secção 4.1 deste capítulo e corresponde à identificação do efeito dos eventos extramercado externos ao sistema português que o estudo estimou em 6,27 €/MWh para 2018.

No desenho metodológico seguido pela ERSE neste estudo, o segundo termo da expressão (mencionado na secção 4.2 deste capítulo e pelas razões aí expressas) corresponde a valor nulo.

Com base nestes valores, tanto para eventos extramercado externos como internos (valor nulo), este estudo calcula o valor do $Pliq_t^k$, que corresponde ao efeito líquido no preço de mercado suportado pelos consumidores portugueses e que deveria ser objeto de compensação, em valor de **6,27 €/MWh**, a suportar pelos centros electroprodutores abrangidos durante o ano de 2018.

Do ponto de vista dos volumes apurados para o ano de 2018 (de janeiro a setembro), foi apurado um volume global de energia sujeita à aplicação do regime de equilíbrio concorrencial que ascendeu a 14,652 TWh, com a repartição que se explicita na Tabela 6. Este volume considerou a metodologia de incidência que se vinha aplicando desde 2014, com a repercussão da compensação devida pelos produtores em valores de produção líquidos de bombagem.

Tabela 6 – Volume de produção real sujeita ao mecanismo de equilíbrio concorrencial
Produção líquida de bombagem

Ano	Vol. global sujeito(GWh)	Volume global (GWh)	Volume mercado (GWh)	Volume CMEC (GWh)	Volume CCGT (GWh)	Volume CCGT sujeito (GWh)
	14 652,2	19 522,7	9 584,7	4 109,7	4 907,4	37,0
Janeiro	n.a.	1 954,0	976,8	177,4	759,3	n.a.
Fevereiro	n.a.	1 677,3	694,9	284,4	449,8	n.a.
Março	n.a.	2 384,5	1 175,0	961,1	67,1	n.a.
Abril	n.a.	2 156,9	1 088,2	855,7	25,9	n.a.
Maio	n.a.	1 799,8	735,0	402,9	237,1	n.a.
Junho	n.a.	2 351,0	1 186,3	390,1	694,2	n.a.
Julho	n.a.	2 566,9	1 328,9	412,2	910,7	n.a.
Agosto	n.a.	2 295,1	1 206,7	296,0	927,0	n.a.
Setembro	n.a.	2 337,2	1 192,9	329,9	836,3	n.a.

Fonte: REN; elaboração ERSE