

ESTUDO

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

2020

Junho 2021

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: 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.....	4
0.2.2 Eventos extramercado internos.....	4
0.3 Resultados da avaliação.....	5
0.3.1 Efeitos dos eventos extramercado externos	5
0.3.2 Efeitos dos eventos extramercado internos	6
0.3.3 Apuramento da compensação final.....	8
1. ENQUADRAMENTO.....	11
2. METODOLOGIA DO ESTUDO	13
2.1 Estimação dos efeitos dos eventos extramercado externos	14
2.1.1 Determinação dos <i>pass through</i> na oferta em mercado	17
2.1.2 Tecnologias a considerar na estimação de <i>pass through</i> às ofertas.....	18
2.1.3 Energias primárias e <i>drivers</i> de preço a considerar	19
2.1.4 Estrutura da função oferta em mercado	20
2.1.5 Correção das ofertas em mercado	22
2.1.6 Efeitos dos eventos extramercado	24
2.1.7 Síntese da metodologia empregue na determinação dos eventos extramercado externos.....	25
2.2 Estimação dos efeitos dos eventos extramercado internos	27
3. IDENTIFICAÇÃO DOS EVENTOS EXTRAMERCADO	29
3.1 Eventos extramercado externos ao SEN.....	30
3.2 Eventos extramercado internos ao SEN	34
3.2.1 Regime de ISP	35
3.2.2 Contribuição Extraordinária do Setor Energético (CESE).....	36
3.2.3 Encargos com o financiamento da tarifa social no setor elétrico	38
4. AVALIAÇÃO DE IMPACTES	41
4.1 Apuramento dos impactes de eventos extramercado externos.....	41
4.2 Apuramento dos impactes de eventos extramercado internos	45
4.2.1 Regime de ISP	46
4.2.2 CESE.....	47

4.2.3	Tarifa social.....	50
4.2.4	Efeitos combinados	53
4.3	Apuramento dos impactes globais finais	58

ÍNDICE DE FIGURAS E TABELAS

Figura 1 – Algoritmo de determinação dos efeitos de eventos extramercado externos	3
Figura 2 – Efeito de introdução de evento extramercado exterior a Portugal	16
Figura 3 – Ilustração gráfica da alteração de ofertas em mercado	23
Figura 4 – Algoritmo de determinação dos efeitos de eventos extramercado externos	26
Figura 5 – Curvas de preço ponderado por procura, real e simulado Ano 2020	45
Tabela 1 – Resultados da estimação de <i>pass through</i> às ofertas de mercado.....	5
Tabela 2 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário A)	6
Tabela 3 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário B)	7
Tabela 4 – Parâmetros PemPT relativo aos Eventos Extramercado Internos (cenário A)	8
Tabela 5 – Parâmetros PemPT relativo aos Eventos Extramercado Internos (cenário B)	8
Tabela 6 – Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário A)	9
Tabela 7 - Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário B)	10
Tabela 8 – Resultados de regressão para centrais a carvão.....	42
Tabela 9 – Resultados de regressão para centrais de ciclo combinado a gás natural.....	42
Tabela 10 - Resultados de regressão para centrais hídricas	43
Tabela 11 – Preço ponderado por procura, real e simulado, e efeito dos eventos extramercado externos Ano 2020, valores em €/MWh	44
Tabela 12 - Valores de CESE a ser considerado para efeitos do estudo.....	49
Tabela 13 - Valores de Tarifa Social estimados para 2020 no exercício tarifário de 2021	52
Tabela 14 - Valorização dos Eventos Extramercado Internos para o período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial (valores por centro eletroprodutor abrangido / Área de Balanço Hídrica)	54
Tabela 15 - Valorização da CESE e da Tarifa Social para o período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial (valores por centro eletroprodutor abrangido).....	55
Tabela 16 - Valorização da CESE e da Tarifa Social para o período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial (valores por centro eletroprodutor abrangido / Área de Balanço Hídrica)	57
Tabela 17 - Valorização dos Eventos Extramercado Internos para o período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial (valores por centro eletroprodutor abrangido / Área de Balanço Hídrica)	58
Tabela 18 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário A)	59
Tabela 19 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário B)	60
Tabela 20 - Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário A)	61

Tabela 21 - Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário B)	61
Tabela 22 - Volume de produção real sujeita ao mecanismo de equilíbrio concorrencial (Produção líquida de bombagem por central e área de balanço (AB)).....	63
Tabela 23 - Volume de produção real sujeita ao mecanismo de equilíbrio concorrencial (Produção líquida de bombagem, por tecnologia)	64
Tabela 24 - Pagamento de Pliq relativo ao mecanismo de equilíbrio concorrencial (cenário A)	65
Tabela 25 - Pagamento de Pliq relativo ao mecanismo de equilíbrio concorrencial (cenário B)	65

0. SUMÁRIO EXECUTIVO

Conforme o disposto no número 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 104/2019 de 9 de agosto, que constituiu a primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 74/2013, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) tem de proceder, até 30 de abril de cada ano, relativamente ao ano anterior, à elaboração dum estudo sobre o impacto na formação dos preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal, de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia e dos efeitos dos eventos de ordem interna ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), em conformidade com o determinado pelo membro do governo responsável pela área da energia.

Desta forma, e tendo por base o Decreto-Lei n.º 74/2013 de 4 de junho, na sua redação atual, e ademais legislação complementar, a ERSE emite o seguinte estudo, relativo ao ano de 2020.

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 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, serem tidas em consideração na estimativa de impactes sobre o preço de mercado.

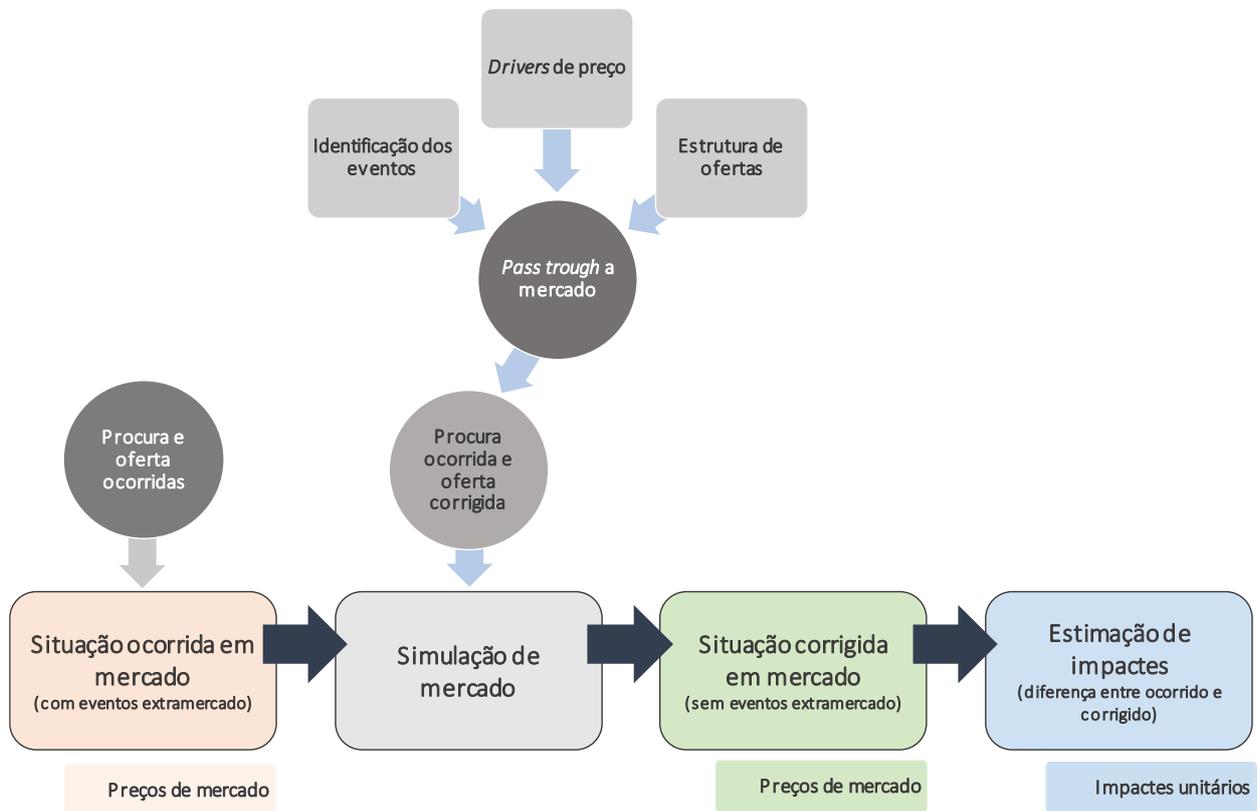
Assim, o presente estudo considera os efeitos de ajustamento sobre três tecnologias com representatividade na formação do preço de mercado: centrais (i) térmicas a carvão, (ii) de ciclo combinado a gás natural e (iii) hídricas (grande hídrica), considerando as restantes tecnologias como tomadoras de preços em mercado grossista.

Para a determinação de tais efeitos sobre o preço de mercado, é apurado, numa primeira fase, o impacte 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 variável 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 (as horas em que o preço médio ofertado em mercado é inferior ou igual ao custo marginal de referência diário deduzido de duas vezes o desvio padrão do preço ofertado histórico).

A diferença entre os preços efetivamente verificados e os que decorrem do referido processo de simulação constituem a estimação do impacte dos eventos extramercado externos ao SEN. A Figura 1 resume o 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

Dado os 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 repercussões mais evidentes 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 2020, e tendo em consideração que não houve definição de eventos extramercado de ordem interna a considerar, através de ato normativo do membro do Governo responsável pela área da energia, a ERSE entende considerar os mesmos cenários que se identificaram no estudo relativo a 2019:

- **Cenário A**, referente à consideração de apenas o regime de Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP), que é consistente com o conteúdo do Despacho n.º 10177/2020, de 22 de outubro, e que definiu os valores de pagamento a final, relativos ao ano de 2019 (a mais recente definição de valores de pagamento a final no âmbito do mecanismo de equilíbrio concorrencial);
- **Cenário B**, que considera os eventos internos identificados pelo Governo no Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, considerando de forma combinada e cumulativa os efeitos do regime do ISP, do regime da Contribuição Extraordinária sobre o sector energético (CESE) e dos custos com o financiamento de tarifa social.

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 *Refinitiv*.

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	3,19 €/MWh	R ² ajustado = 0,978
Centrais de ciclo combinado a gás natural (CCGT)	2,78 €/MWh	R ² ajustado = 0,969
Centrais hídricas	8,43 €/MWh	R ² ajustado = 0,959

Fonte: elaboração ERSE

Os estudos estatísticos produzidos, para as três tecnologias, verificaram ainda os pressupostos linearidade do modelo, distribuição normal dos erros e multicolinearidade. Por forma a ultrapassar os problemas de heterocedasticidade, o modelo regressivo foi corrigido, 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 **3,64 €/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 são apurados em base de dois cenários, que refletem valores globais distintos.

Os valores apurados para cada um dos dois cenários são explicitados na Tabela 2 e na Tabela 3.

O **cenário A** teve em consideração, em 2020, o impacte do ISP aplicável ao consumo de carvão e ao consumo de gás natural na energia produzida nas centrais termoelétricas a carvão e nas centrais de ciclo combinado a gás natural. O montante global associado aos eventos extramercado de ordem interna, aos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua atual redação, é de 3,453 milhões de euros imputáveis ao carvão (central termoelétrica de Sines) e às centrais de ciclo combinado a gás natural Lares e Pego, estando isento de aplicação o valor de ISP associado à central do Ribatejo (TER) por esta não ter superado o limiar das 2 000 horas de funcionamento.

Tabela 2 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário A)

Tecnologia	Produção (GWh)	Eventos Extramercado Internos (€)			
		ISP	CESE	Tarifa Social	TOTAL
Carvão	1 878	2 780 098 €	- €	- €	2 780 098 €
CCGT	3 059	673 039 €	- €	- €	673 039 €
Hídrica	10 738	- €	- €	- €	- €
PRE	602	- €	- €	- €	- €
TOTAL	16 278	3 453 136 €	- €	- €	3 453 136 €

Fonte: elaboração ERSE

O **cenário B**, que considera as condições de aplicação do Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, apurou o impacte conjunto e simultâneo do regime do ISP, do regime da CESE e da Tarifa Social. O montante global associado aos eventos extramercado de ordem interna, aos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua atual redação, é de 120,374 milhões de

euros imputáveis ao carvão (central termoelétrica de Sines), às centrais de ciclo combinado a gás natural (Lares e Pego¹) e à hídrica, já que os centros electroprodutores PRE² em mercado abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial, não se encontram sujeitos a pagamento de ISP, de CESE e de Tarifa Social.

Tabela 3 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário B)

Tecnologia	Produção (GWh)	Eventos Extramercado Internos (€)			
	2020*	ISP	CESE	Tarifa Social	TOTAL
Carvão	1 878	2 780 098 €	411 563 €	11 823 838 €	15 015 499 €
CCGT	3 059	673 039 €	2 787 427 €	7 631 581 €	11 092 046 €
Hídrica	10 738	- €	31 746 404 €	62 519 675 €	94 266 080 €
PRE	602	- €	- €	- €	- €
TOTAL	16 278	3 453 136 €	34 945 394 €	81 975 094 €	120 373 624 €

Fonte: elaboração ERSE

De acordo com o regime do ISP aprovado pela Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprova o Orçamento de Estado para 2020, é aplicável uma tributação ao carvão e ao gás natural consumido na produção de eletricidade, sendo o valor do ISP do carvão de 4,26 €/ton carvão, de acordo com a Portaria n.º 320-D/2011, de 30 de dezembro, e o valor do ISP do gás natural de 0,307 €/GJ, de acordo com a Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, ao qual acresce um adicional indexado ao valor das licenças de emissão de CO₂. O valor apurado pela ERSE para a repercussão do regime do ISP aplicável às centrais termoelétricas a carvão e às centrais de ciclo combinado a gás natural, em 2020, é de 1,48 €/MWh e 0,22 €/MWh, respetivamente, de energia produzida e injetada na rede. Com base no apuramento dos montantes dos eventos extramercado internos, de natureza fixa, associados à CESE e à Tarifa Social, para cada um dos cenários, os valores unitários dos eventos encontram-se refletidos na Tabela 4 e na Tabela 5.

¹ A central do Ribatejo encontra-se isenta de aplicação do mecanismo do equilíbrio concorrencial pelo facto de não ter superado o limiar de funcionamento das 2 000 horas.

² A abreviatura PRE é para os efeitos deste estudo e doravante utilizada excluindo a produção hídrica.

Tabela 4 – Parâmetros PemPT relativo aos Eventos Extramercado Internos (cenário A)

Tecnologia k	PemPT (EUR/MWh)			
	ISP	CESE	Tarifa Social	PemPT
Carvão	1,48	0,00	0,00	1,48
CCGT	0,22	0,00	0,00	0,22
Hídrica	0,00	0,00	0,00	0,00
PRE	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: elaboração ERSE

No cenário B, constata-se o peso significativo do valor unitário da Tarifa Social enquanto evento extramercado de ordem interna quando comparado com os restantes eventos. A tecnologia hídrica é aquela que mais suporta os eventos extramercado de ordem interna, fruto da combinação do agravamento da CESE e da Tarifa Social.

Tabela 5 – Parâmetros PemPT relativo aos Eventos Extramercado Internos (cenário B)

Tecnologia k	PemPT (EUR/MWh)			
	ISP	CESE	Tarifa Social	PemPT
Carvão	1,48	0,22	6,29	7,99
CCGT	0,22	0,91	2,49	3,63
Hídrica	0,00	2,96	5,82	8,78
PRE	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: elaboração ERSE

0.3.3 APURAMENTO DA COMPENSAÇÃO FINAL

Com base nos valores descritos, tanto para eventos extramercado externos como internos, 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.

No cenário A, através da observação da Tabela 6, os valores unitários estimados do $Pliq_t^k$ para a Hídrica e PRE em mercado são equivalentes ao valor do evento extramercado de ordem externa Pem_t^{UE} no valor de 3,64 €/MWh, já que se consideraram nulos a existência dos eventos extramercado de ordem interna identificados neste estudo. Nos casos do Carvão e CCGT os valores estimados do $Pliq_t^k$ são de 2,16 €/MWh e 3,42 €/MWh, justificado pela dedução do ISP, nos valores unitários de 1,48 €/MWh e 0,22 €/MWh, respetivamente, ao valor estimado do evento extramercado de ordem externa Pem_t^{UE} . Para a PRE em mercado chama-se a atenção, já referido previamente, da aplicação da eventual isenção prevista por via da aplicação da Diretiva n.º 4/2020, de 20 de março.

Tabela 6 – Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário A)

Tecnologia k	PemUE (€/MWh)	PemPT (€/MWh)				Pliq (€/MWh)
		ISP	CESE	Tarifa Social	PemPT	
Carvão	3,64	1,48	0,00	0,00	1,48	2,16
CCGT	3,64	0,22	0,00	0,00	0,22	3,42
Hídrica	3,64	0,00	0,00	0,00	0,00	3,64
PRE	3,64	0,00	0,00	0,00	0,00	3,64

Fonte: elaboração ERSE

No cenário B, através da observação da Tabela 7, os valores unitários estimados do $Pliq_t^k$ por tecnologia permitem auferir a isenção da aplicação do mecanismo do equilíbrio concorrencial ao Carvão e à Hídrica devido ao valor unitário global associado aos eventos extramercado de ordem interna aplicáveis a estas tecnologias, que supera o valor do evento extramercado de ordem externa Pem_t^{UE} no valor de 3,64 €/MWh. Conclui-se que a CCGT e a PRE em mercado irão suportar o pagamento do mecanismo de equilíbrio concorrencial, sem prejuízo da PRE em mercado, por força da aplicação do despacho interpretativo do Secretário de Estado Adjunto da Energia (Informação n.º 8/2019/SEAene, de 16 de dezembro) que estabelece a isenção de aplicação do regime de equilíbrio concorrencial a entidades que beneficiam de preço contratual não indexado, direta ou indiretamente, ao preço formado no mercado diário do MIBEL, poderem isentar o pagamento após comprovação do regime de preços contratualizado, através da Diretiva n.º 4/2020, de 20 de março, publicada pela ERSE em Diário da República.

Tabela 7 - Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário B)

Tecnologia k	PemUE (€/MWh)	PemPT (€/MWh)				Pliq (€/MWh)
		ISP	CESE	Tarifa Social	PemPT	
Carvão	3,64	1,48	0,22	6,29	7,99	0,00
CCGT	3,64	0,22	0,91	2,49	3,63	0,01
Hídrica	3,64	0,00	2,96	5,82	8,78	0,00
PRE	3,64	0,00	0,00	0,00	0,00	3,64

Fonte: elaboração ERSE

Do ponto de vista dos volumes apurados para o ano de 2020 foi apurado um volume global de energia sujeita à aplicação do regime de equilíbrio concorrencial que ascendeu a 16 278 GWh. Este volume considerou a metodologia de incidência prevista na Diretiva n.º 4/2020, de 20 de março, com a repercussão da compensação devida pelos produtores hídricos em valores de produção líquidos de bombagem, inseridos em áreas de balanço, e em agregação mensal. No caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, considerou-se somente a produção residual, acima das 2 000 horas de funcionamento.

No **cenário A**, aplicando os volumes aos valores unitários estimados do $Pliq_t^k$, por tecnologia, estima-se um total de receita imputável ao SEN relativo ao pagamento do mecanismo de equilíbrio concorrencial no montante global de 55,799 milhões de euros. Chama-se a atenção que os montantes suportados pela PRE em mercado, podem diferir dos apresentados, por força da circunstância destes produtores reportarem mecanismos contratuais não sujeitos a mercado à vista, ao abrigo da isenção prevista no despacho interpretativo do Secretário de Estado Adjunto da Energia (Informação n.º 8/2019/SEAEne, de 16 de dezembro), reduzindo assim o valor do mecanismo de equilíbrio concorrencial até um montante mínimo de 53,607 milhões de euros.

No **cenário B**, aplicando os volumes, aos valores unitários estimados do $Pliq_t^k$, por tecnologia, estima-se um total de receita imputável ao SEN relativo ao pagamento do mecanismo de equilíbrio concorrencial no montante global de 2,235 milhões de euros, suportados pela CCGT e PRE em mercado, que pode, no limite, tender para um valor nulo, caso estes produtores reportem, ao abrigo da isenção prevista no despacho interpretativo do Secretário de Estado Adjunto da Energia (Informação n.º 8/2019/SEAEne, de 16 de dezembro), reduzindo assim o valor do mecanismo de equilíbrio concorrencial até um montante mínimo de 44 mil euros.

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 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.

De acordo com o previsto na Portaria n.º 282/2019 no seu artigo 2.º, até ao dia 30 de abril, a ERSE deverá proceder à elaboração do estudo sobre o impacte na formação do preço médio da eletricidade no mercado de grossista dos eventos e medidas extramercado registados no ano 2020.

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 estimacão postecipada dos impactes dos eventos extramercado, para o ano a que respeitem os valores e o estudo a elaborar pela ERSE.

Para efeitos de concretizacão 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 determinacão dos impactes na formacão 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. De acordo, com o previsto no artigo 4.º da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, o valor do $Pliq_t^k$ não poderá ser inferior a 0 €/MWh;
- 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).

Por fim, cabe mencionar que o presente estudo, nos termos do que é definido no quadro legal que o determina, apura impactes em preço de mercado e não alterações da estrutura de custos suportados pelos agentes produtores, estejam eles situados dentro ou fora do SEN. Assim, é essencial que se explicita a forma como cada termo do pagamento líquido unitário é apurado, o que se efetua nas secções seguintes deste capítulo.

2.1 ESTIMAÇÃO DOS EFEITOS DOS EVENTOS EXTRAMERCADO EXTERNOS

O objeto do presente estudo resulta 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 carácter 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.

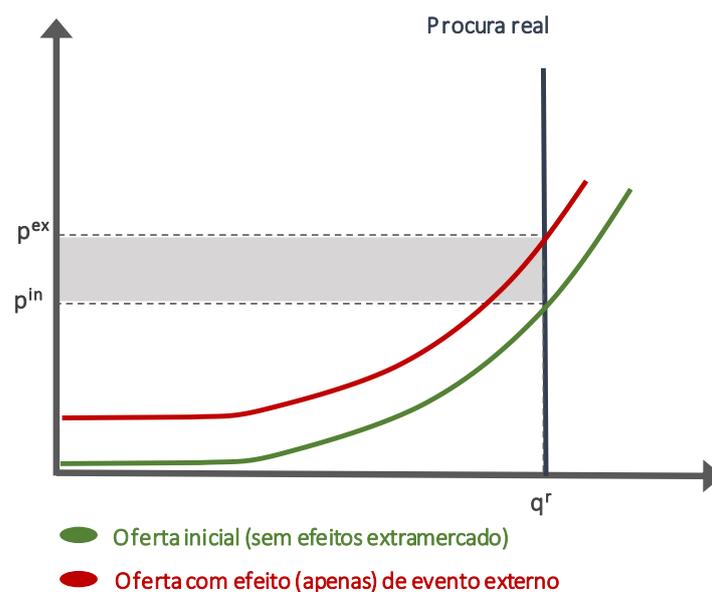
No quadro da metodologia seguida neste estudo, assumiu-se apenas a produção despachada em mercado diário, ainda que a alocação final das quantidades corresponda ao programa final de mercado, que integra os volumes transacionados em mercados diário, intradiários e de serviços de sistema. Daqui decorre 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, simplificada, se poderá designar com *pass through* de efeitos. Nesse sentido, o primeiro passo metodológico é 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 onera o custo de produção e que tem como consequência que os agentes repassem total ou parcialmente esse mesmo 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 impacte 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 – desde o ano 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). No presente, importa considerar a progressiva saída de capacidade de produção térmica a carvão, subjacente ao plano de descomissionamento deste tipo de produção.

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 MJ/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 ocorrem³.

Ainda no caso das centrais agregadas na tecnologia carvão, foi considerado um rendimento de referência de 36%⁴ 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. De resto, com a situação de descomissionamento programado de centrais a carvão, este regime de funcionamento mais pontual é, necessariamente, mais frequente.

Para as centrais de ciclo combinado a gás natural, foi considerado, para Espanha, um aprovisionamento que reflete uma ponderação dos preços do mercado à vista de gás natural com entrega em Espanha

³ A mobilização de carvão *spot* tenderá a ser uma exceção, apenas aplicável no *trading* de quantidades adicionais.

⁴ *Optimización de la eficiencia energética en centrales eléctricas*, Eduardo Santos Martínez; Eficiencia energética: tecnología y políticas de apoyo; p. 147.

(PVB - *punto virtual de balance* do MIBGAS) e dos preços de aprovisionamento de gás natural que se extraem dos inventários de comércio internacional agregados pelo *Eurostat*⁵ 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. Esta ponderação justifica-se pela crescente liquidez, para os períodos mais recentes, do citado PVB do MIBGAS. Para o presente estudo, considera-se uma ponderação de 50% para os preços no PVB do MIBGAS (média móvel de 15 dias) e de 50% para os preços resultantes de inventários de comércio internacional agregados pelo *Eurostat*.

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%, 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.

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 carvão 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

⁵ <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main>.

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 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;

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, a ponderação de 50% do custo do gás natural implícito nos inventários de comércio internacional agregados para Espanha pelo Eurostat, no mês a que respeita o dia d, e de 50% do custo do gás natural implícito nos preços no PVB do MIBGAS (média móvel de 15 dias).

- 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; iii) o pressuposto da ausência de multicolinearidade; e iv) o pressuposto de heterocedasticidade, se necessário o modelo deve ser corrigido de modo a cumprir este último requisito. Posteriormente, realizou-se ainda um teste estatístico para validação da especificação do modelo regressivo utilizado.

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:

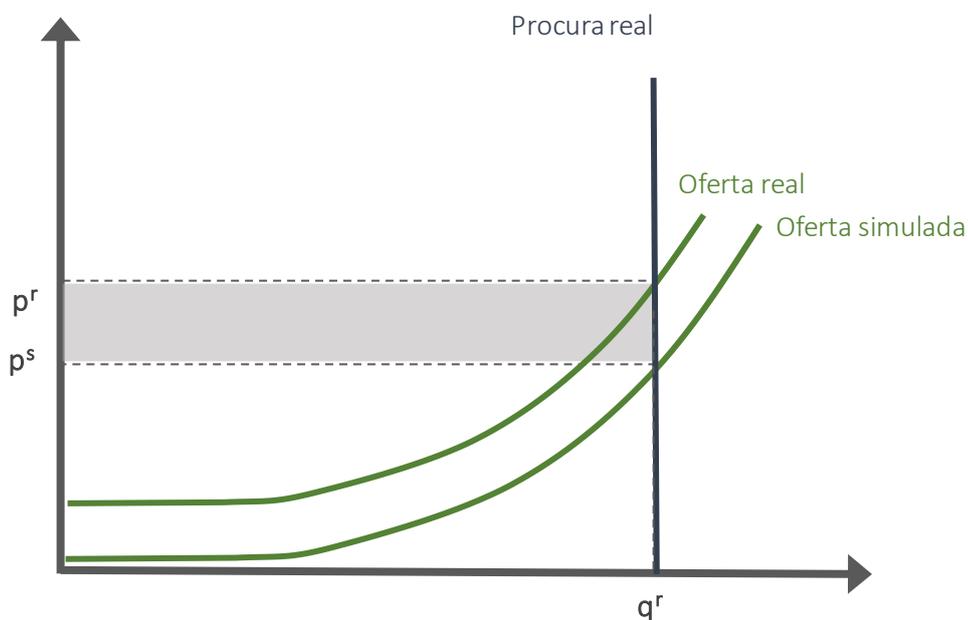
$$P_{oferta,k}^h = P_{oferta,k}^h - \beta_{i,k}, \text{ em que}$$

- $P_{oferta,k}^h$ 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 correspondem 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, por tecnologia, que as horas em que o preço médio ofertado em mercado que é inferior ou igual ao custo marginal de referência diário deduzido de duas vezes o desvio padrão do preço ofertado histórico⁷, correspondem a horas de preço instrumental. Nestas horas não há lugar ao referido processo de replicação do encontro de ofertas 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 final 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.

⁷ Para a tecnologia hídrica considerou-se o menor valor entre o limite de preço instrumental para a tecnologia carvão e a tecnologia CCGT.

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 impacto 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 impacto 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.

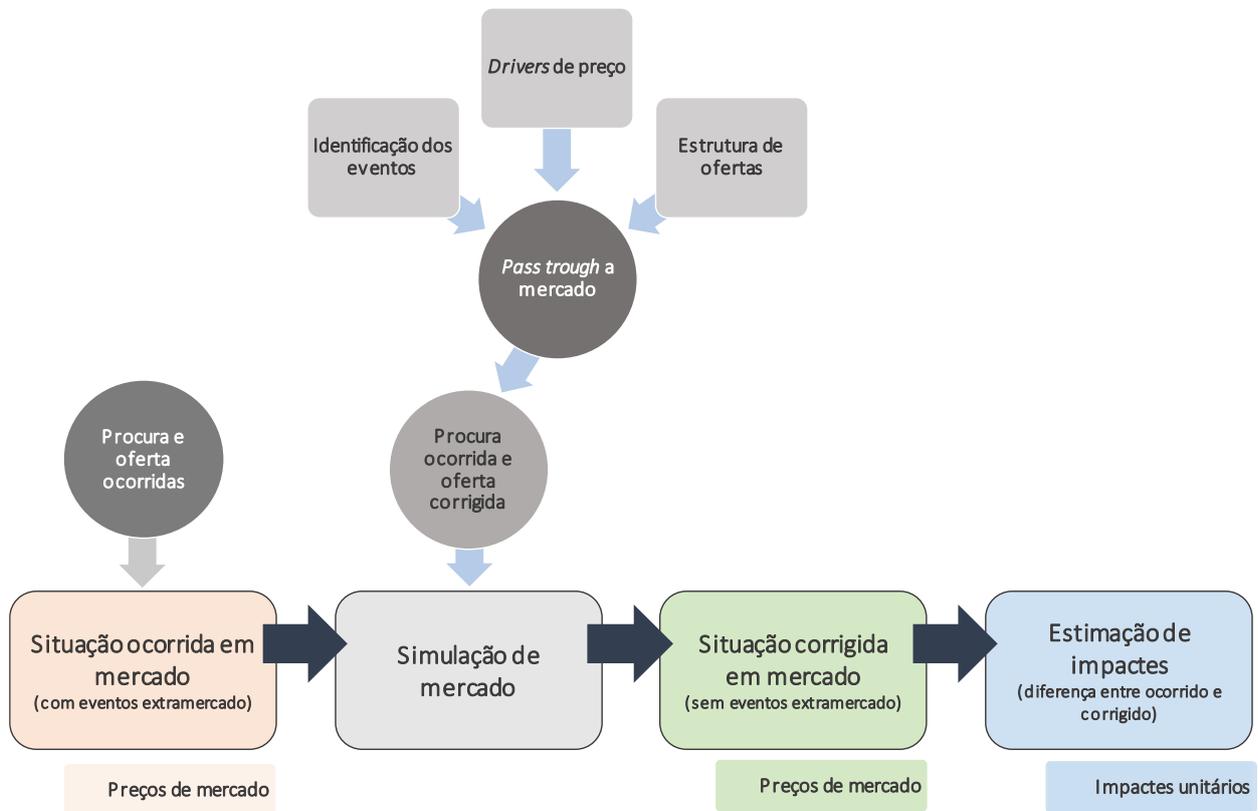
No caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, há que considerar a isenção prevista nos termos do número 4 do artigo 4.º da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, que determina que só haja lugar a pagamentos por conta do mecanismo de equilíbrio concorrencial acima das 2 000 horas de produção 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, isto é, 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 no número 4 do artigo 4.º da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, que isenta as injeções na rede correspondentes a 2 000 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 2020 não foi publicado qualquer decisão do membro do Governo responsável pela área da energia que refira quais os elementos a considerar no estudo, a título de eventos extramercado de ordem interna. Neste sentido, entende a ERSE dever considerar o efeito combinado do conteúdo do Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, e do Despacho n.º 10177/2020, de 22 de outubro, ambos do Secretário de Estado Adjunto e da Energia.

Assim, a ERSE considera no presente estudo, a título de eventos internos ao SEN, os seguintes: i) a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade, nos termos previstos na lei do Orçamento de Estado para 2020; ii) a Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE), nos termos previstos no artigo 228.º da Lei n.º 83 -C/2013, de 31 de dezembro, na sua

atual redação; e iii) a tarifa social de eletricidade, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na sua atual redação.

Uma vez que o Despacho n.º 10177/2020, de 22 de outubro constitui a mais recente definição de valores de pagamento a final por aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial – que foi efetuada já na ponderação do estudo da ERSE relativo ao ano de 2019 – entende-se ser ajustado considerar, no estudo relativo a 2020, os seguintes dois cenários de eventos extramercado internos ao SEN:

- **Cenário A**, referente à consideração de apenas o regime de Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP), que é consistente com o conteúdo do Despacho n.º 10177/2020, de 22 de outubro, e que definiu os valores de pagamento a final, relativos ao ano de 2019 (a mais recente definição de valores de pagamento a final no âmbito do mecanismo de equilíbrio concorrencial);
- **Cenário B**, que considera os eventos internos identificados pelo Governo no Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, considerando de forma combinada e cumulativa os efeitos do regime do ISP, do regime da Contribuição Extraordinária sobre o sector energético (CESE) e dos custos com o financiamento de tarifa social.

3.1 EVENTOS EXTRAMERCADO EXTERNOS AO SEN

Em relação aos eventos de ordem externa para 2020, 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%.

Este valor encontra-se isento de aplicação por aquelas centrais que utilizem como combustível o gás natural, de acordo com o *Real Decreto-ley 15/2018*⁸, de 5 de outubro (*Disposición final primera: Modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales*).

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 *Resolución 1736/2013*, de 13 de fevereiro, está isento de tributação fiscal.

⁸ <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-13593>

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 NWE⁹, 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. Em 2017, com a publicação do *Real Decreto-ley 10/2017*, a 9 de junho, a taxa de utilização dos recursos hídricos foi agravada em 3,5%, correspondendo a 25,5% do valor económico da energia elétrica produzida e injetada na rede. Com a publicação deste diploma, o nível de isenção acima descrito foi também alterado para 92% da taxa (taxa equivalente de 2,04%) para os centros electroprodutores hídricos com potência instalada até 50 MW, mantendo-se o nível de isenção de 90% da taxa (taxa equivalente de 2,55%) aos centros electroprodutores hídricos que possuam capacidade de bombagem, com potência instalada superior a 50 MW, desde que estes estejam enquadrados no âmbito de incentivos decorrentes da política energética geral.

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.

⁹ Poder calorífico de 38,65 GJ/ton.

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 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 €/MWh¹⁰ com a mesma energia colocada. Neste caso, fosse esta a tecnologia marginal marcadora do preço e ter-se-ia um impacto potencial no preço de mercado de 8,35 €/MWh (cerca de 16,7% do preço inicial). Por via da isenção fiscal dado ao consumo de gás natural prevista no *Real Decreto-ley* 15/2018, de 5 de outubro, a repercussão do regime fiscal por centrais de ciclo combinado a gás natural na receita unitária seria somente de 53,76 €/MWh¹¹, correspondente a um impacto potencial no preço de mercado de 3,76 €/MWh.

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 €/MWh¹² com a mesma energia colocada. Neste caso, fosse esta tecnologia marginal marcadora do preço e ter-se-ia um impacto 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

¹⁰ 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%).

¹¹ Considerando o efeito de perda de 7% da receita (neste caso obtido pelo rácio 50 €/MWh / (1-7%).

¹² 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%).

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 de ordem externa identificável no ano de 2020.

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.

3.2 EVENTOS EXTRAMERCADO INTERNOS AO SEN

Na presente secção são apresentados e descritos os eventos extramercado de ordem interna ao SEN, que merecem consideração no âmbito do presente estudo. Tais eventos têm, nos termos legais em vigor, reflexo no cálculo dos efeitos e impactes finais a considerar, conforme se explicita no capítulo seguinte do estudo.

No caso do ano de 2020, há que ter em consideração, para descrição dos eventos extramercado de ordem interna ao SEN, duas situações distintas:

- A incidência do regime do Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP) sobre a produção de energia elétrica em centrais que utilizam combustão de carvão e de gás natural, cuja consideração se fez, desde logo, no estabelecimento dos valores de pagamento a final, relativos ao ano de 2019 (a mais recente definição de valores de pagamento a final no âmbito do mecanismo de equilíbrio concorrencial); e
- A incidência de encargos com a Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE) e a tarifa social no setor elétrico, cuja consideração nos termos do presente estudo se faz por força do Despacho n.º 12424-A/2019, a 27 de dezembro, do Secretário de Estado Adjunto e da Energia.

Nas subsecções seguintes são descritos cada um dos eventos extramercado de ordem interna, com a explicitação da sua natureza e da forma de apuramento dos valores respetivos.

3.2.1 REGIME DE ISP

O regime de ISP, aprovado pela Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprova o Orçamento de Estado para 2020, estabelece, para este ano, que é aplicável uma tributação ao consumo de carvão pelas centrais termoelétricas, que compreende um valor diretamente aplicável ao volume de carvão propriamente dito e um adicional indexado ao valor das licenças de emissão de CO₂.

A referida Lei estabelece também, a aplicação de uma tributação ao consumo de gás natural pelas centrais, que compreende um valor diretamente aplicável ao volume de gás natural propriamente dito e um adicional indexado ao valor das licenças de emissão de CO₂, cujo valor do adicionamento se encontra isento por aquelas instalações abrangidas pelo Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), incluindo as abrangidas pela Exclusão Opcional prevista no CELE. Deve referir-se que a incidência deste regime se limita, no ano de 2020, à produção de eletricidade que utiliza carvão e gás natural como energia primária.

A Portaria n.º 320-D/2011, de 30 de dezembro, estabelece que o valor de ISP aplicável ao carvão consumido para produção de eletricidade é de 4,26 €/ton de carvão. Por sua vez, o adicional de CO₂ é apurado pela diferença entre um valor de referência, estabelecido em 25 €/tCO₂, e o índice de preço de licenças de emissão de CO₂ detalhado no n.º 2 do artigo 92.º-A do Código dos Impostos Especiais de Consumo (CIEC).

Com a publicação da Portaria n.º 42/2020, de 14 de fevereiro, que veio fixar o valor da taxa do adicionamento sobre as emissões de CO₂ para 2020, nos termos do n.º 1 do n.º 2 do artigo 92.º -A do CIEC, em 23,619 €/tCO₂, o adicional de CO₂ resulta num valor de 1,381 €/tCO₂.

Por fim, mais estabelece a Lei do Orçamento de Estado para 2020 que a diferença atrás mencionada é limitada a um valor máximo de 5 €/tCO₂, e que a repercussão das duas componentes é limitada a 50% do seu valor apurado em 2020 (n.º 1 do artigo 349.º da Lei do Orçamento de Estado para 2020).

A Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, relativo ao Orçamento de Estado para 2018, estabelece que o valor de ISP aplicável ao gás natural consumido para produção de eletricidade é de 0,307 €/GJ. Por sua vez, a Lei do Orçamento de Estado para 2020 estabelece que o adicional de CO₂ é apurado pela diferença entre um valor de referência, estabelecido em 25 €/tCO₂, e o índice de preço de licenças de emissão de CO₂ detalhado no n.º 2 do artigo 92.º-A do CIEC.

Com a publicação da Portaria n.º 42/2020, de 14 de fevereiro, que veio fixar o valor da taxa do adição sobre as emissões de CO₂ para 2020, nos termos do n.º 1 do do n.º 2 do artigo 92.º-A do CIEC, em 23,619 €/tCO₂, o adicional de CO₂ resulta num valor de 1,381 €/tCO₂.

Por fim, mais estabelece a Lei do Orçamento de Estado para 2020 que a diferença atrás mencionada é limitada a um valor máximo de 5 €/tCO₂, e que a repercussão das duas componentes é limitada a 10% do seu valor apurado em 2020 (n.º 6 do artigo 349.º da Lei do Orçamento de Estado para 2020). Em 2020, não se aplica o valor do adicional de CO₂ ao gás natural, no valor de 1,381 €/tCO₂, de acordo com a isenção prevista no n.º 8 do artigo 349.º da Lei do Orçamento de Estado para 2020, às instalações de produção enquadradas nessa disposição.

Neste contexto, e de forma resumida, a incidência do regime de ISP sobre a produção de energia elétrica resultantes do consumo de carvão e de gás natural reflete-se na existência de um custo direto com essa produção, assente numa tributação do consumo de carvão e de gás natural, e no sobrecusto decorrente das emissões de CO₂ geradas com essa produção.

Assim, o valor do impacto global do regime do ISP sobre a produção de eletricidade depende, por um lado, da eficiência relativa do centro electroprodutor (relação entre a energia primária consumida e a eletricidade produzida e injetada nas redes) e, por outro lado, do fator específico de emissão de CO₂ (relação entre as emissões de CO₂ e a eletricidade produzida e injetada nas redes). Em 2020, não se aplica o correspondente sobrecusto ao ISP decorrente das emissões de CO₂ geradas com a produção de eletricidade proveniente do consumo de gás natural, estando prevista essa isenção no âmbito da Lei do Orçamento de Estado para 2020.

Por fim, cabe mencionar que as características atrás mencionadas – eficiência relativa e fator de emissão de CO₂ – são condições específicas de cada centro electroprodutor, não existindo um valor único de incidência para todos os centros electroprodutores com a mesma tecnologia de energia primária.

3.2.2 CONTRIBUIÇÃO EXTRAORDINÁRIA DO SETOR ENERGÉTICO (CESE)

A Lei n.º 83 C/2013, de 31 de dezembro (Lei do Orçamento de Estado para 2014) veio estabelecer, no seu artigo 228.º, o regime jurídico da CESE, enquadrando entidades do setor elétrico nacional como abrangidas por aquele regime. Este regime legal foi sucessivamente alterado, no que é reportado ao ano de 2020, pelas Leis n.ºs 82-B/2014, de 31 de dezembro, 33/2015, de 27 de abril, 42/2016, de 28 de dezembro,

114/2017, de 29 de dezembro, 71/2018, de 31 de dezembro e pela própria Lei do Orçamento de Estado para 2020.

A aplicação da CESE ao setor energético, em particular no que ao setor elétrico diz respeito é resumida de seguida quanto aos seus aspetos principais:

SUJEITOS A QUEM SE APLICA

O quadro legal estabelece que são “(...) sujeitos passivos da contribuição extraordinária sobre o setor energético as pessoas singulares ou coletivas que integram o setor energético nacional, com domicílio fiscal ou com sede, direção efetiva ou estabelecimento estável em território português (...)”, detentores de centros electroprodutores em exploração, com exceção dos situados nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

Em todo o caso, por força do respetivo regime de isenções, a CESE não se aplica a centros electroprodutores que utilizem fontes de energia renováveis, com exceção dos que beneficiam de tarifa garantida e “(...) dos aproveitamentos hidroelétricos com capacidade instalada igual ou superior a 20 MW”. Estão igualmente isentos de CESE a produção de eletricidade por unidades de cogeração até 20 MW de potência instalada, a produção a partir de pequenas unidades de produção e a que se destina a autoconsumo.

São, ainda, excluídas da aplicação da CESE as entidades que, no final do ano anterior ao de aplicação da medida, apresentem um valor total do balanço inferior a 1,5 milhões de euros.

Na Lei do Orçamento de Estado para 2020, foi considerado também isento de aplicação de CESE, a produção de eletricidade por intermédio de centros eletroprodutores que utilizem fontes de energia renováveis, nos termos definidos na alínea f) do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, com uma potência instalada inferior a 20 MW (n.º 2 do artigo 376.º da Lei do Orçamento de Estado para 2020), sendo que a isenção não é aplicável aos sujeitos passivos que, no conjunto dos centros eletroprodutores por si detidos que utilizem fontes de energia renováveis, ultrapassem uma potência instalada de 60 MW abrangida por regimes de remuneração garantida.

INCIDÊNCIA DA CESE

O regime de CESE estabelece, desde da aprovação da Lei do Orçamento de Estado para 2014 e sem alteração materialmente relevante para o setor elétrico nacional até ao presente, que a determinação da base de incidência e cálculo da CESE se efetua por recurso ao conjunto dos ativos fixos tangíveis e intangíveis, estes últimos com exceção dos elementos da propriedade industrial, bem como os ativos financeiros afetos a concessões ou a atividades abrangidas pela sua aplicação.

Neste sentido, a determinação da base da incidência da CESE depende da delimitação, para cada uma das atividades abrangidas, do valor global dos ativos que lhe estão afetos. No caso do presente estudo considera-se, apenas, a atividade de produção de eletricidade, a qual atua em mercado grossista. Ainda para efeitos do presente estudo, a determinação da incidência da CESE deverá fazer-se para as entidades objetivamente abrangidas pela aplicação do Decreto lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual.

TAXAÇÃO APLICÁVEL

De acordo com o regime legal definido para a CESE a taxa aplicável à base de incidência atrás descrita é de 0,85%. Todavia, o mesmo regime particulariza a produção de eletricidade em centrais termoelétricas de ciclo combinado a gás natural que venha a estar abrangida, definido taxas diferenciadas em função do grau de utilização dos centros electroprodutores, nos seguintes termos:

- a) 0,285% para as centrais com uma utilização anual equivalente da potência instalada inferior a 1500 horas;
- b) 0,565 % para as centrais com uma utilização anual equivalente da potência instalada superior ou igual a 1500 e inferior a 3000 horas;
- c) 0,85 % para as centrais com uma utilização anual equivalente da potência instalada superior ou igual a 3000 horas.

Importa ainda considerar que o regime de aplicação da CESE é de base anual.

3.2.3 ENCARGOS COM O FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL NO SETOR ELÉTRICO

No âmbito do SEN, os consumidores economicamente vulneráveis, com potências contratadas inferiores ou iguais a 6,9 kVA, têm direito ao desconto da tarifa social no fornecimento de eletricidade. Este desconto

é igual para todos os consumidores, quer estejam no mercado regulado, quer estejam no mercado liberalizado.

O regime da tarifa social na eletricidade encontra-se estabelecido no Decreto Lei n.º 138 A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março. A tarifa social resulta da aplicação de um desconto na tarifa praticada aos clientes abrangidos e da aplicação destes descontos resulta um custo global a financiar, que corresponderá ao valor do evento extramercado de ordem interna ao sistema português, a considerar nos termos do Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro.

As implicações da tarifa social para efeitos do presente estudo são resumidas de seguida quanto aos seus aspetos principais:

SUJEITOS FINANCIADORES DOS CUSTOS DA TARIFA SOCIAL

Nos termos da legislação em vigor, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores do Continente, definidos no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, na proporção da sua potência instalada. De acordo com o número 1 do artigo 4.º deste diploma, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada. De acordo com o número 4 do mesmo artigo, para este efeito, entende-se por titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, os que exercem a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de eletricidade, nos termos do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como, os titulares dos aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA.

Neste sentido, os centros electroprodutores abrangidos pela aplicação do presente estudo estão genericamente definidos como financiadores da tarifa social.

CÁLCULO DOS CUSTOS

A determinação dos custos da tarifa social é efetuada pela ERSE, para efeitos da fixação de tarifas e preços para cada ano, dependendo dos valores aprovados para o desconto e do número de beneficiários da tarifa social. Tais custos são, depois, repercutidos nos centros electroprodutores abrangidos, que atrás se

mencionaram e se concretizam através de informação da Direção Geral de Energia e Geologia com indicação sobre as potências instaladas (em MW) de cada unidade.

Para efeitos do presente estudo, é utilizada a informação sobre os valores de tarifa social a serem repercutidos nas tarifas fixadas pela ERSE, que contêm a distribuição inicial de custos (tarifas de 2020) na base de informação previsional sobre a sua valorização e a informação de ajustamento (tarifas de 2021) processada até à realização do presente estudo.

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 2020 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 8, na Tabela 9 e na Tabela 10.

Tabela 8 – Resultados de regressão para centrais a carvão

	Coefficiente do <i>Driver</i>	Coefficiente do evento externo
Coefficientes de regressão	$\beta_{carvão} = 0,98$	$\beta_{EXT} = 3,19$
	p-value: 0 [significância estatística]	p-value: 0 [significância estatística]
Qualidade do ajustamento	R ² ajustado = 0,978	
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 de normalidade através de análise gráfica	
Multicolinearidade	<i>Variance Inflation Factor</i> aponta para a inexistência de problemas de multicolinearidade	

Fonte: elaboração ERSE

Tabela 9 – Resultados de regressão para centrais de ciclo combinado a gás natural

	Coefficiente do <i>Driver</i>	Coefficiente do evento externo
Coefficientes de regressão	$\beta_{GN} = 0,90$	$\beta_{EXT} = 2,78$
	p-value: 0 [significância estatística]	p-value: 0 [significância estatística]
Qualidade do ajustamento	R ² ajustado = 0,969	
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 de normalidade através de análise gráfica	
Multicolinearidade	<i>Variance Inflation Factor</i> aponta para a inexistência de problemas de multicolinearidade	

Fonte: elaboração ERSE

Tabela 10 - Resultados de regressão para centrais hídricas

	Coefficiente do Driver	Coefficiente do evento externo
Coefficientes de regressão	$\beta_{hid} = 183,12$	$\beta_{EXT} = 8,43$
	p-value: 0 [significância estatística]	p-value: 0 [significância estatística]
Qualidade do ajustamento	R^2 ajustado = 0,959	
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 de normalidade através de análise gráfica	
Multicolinearidade	<i>Variance Inflation Factor</i> aponta para a inexistência de problemas de multicolinearidade	

Fonte: elaboração ERSE

Conforme se pode extrair das tabelas acima, os valores de *pass through* do evento extramercado variam entre os 2,78 €/MWh (para as centrais de ciclo combinado) e os 8,43 €/MWh das centrais hídricas. O valor do coeficiente associado ao regime fiscal no caso das centrais a carvão é de 3,19 €/MWh.

Ainda de acordo com os valores constantes das tabelas, todos os coeficientes estimados são estatisticamente significativos e a regressão efetuada explica entre 96% e 98% da realidade que se pretende estimar.

Tendo presentes os valores obtidos e a robustez estatística do modelo estimado, foram utilizados os coeficientes obtidos na regressão associados ao evento extramercado de cada uma das tecnologias para ajustar as ofertas horárias de todas as centrais espanholas 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 11.

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 ao custo marginal de referência diário de duas vezes o desvio padrão do preço ofertado histórico, não são origem a simulação de novos valores de preço, assumindo-se os que se verificaram.

Tabela 11 – Preço ponderado por procura, real e simulado, e efeito dos eventos extramercado externos
Ano 2020, valores em €/MWh

	PMD real	PMD simulado	Pem ^{UE}
Ano	34,78	31,14	3,64
Janeiro	41,37	38,27	3,10
Fevereiro	36,39	33,50	2,89
Março	28,14	25,00	3,14
Abril	17,80	12,74	5,06
Maio	21,42	17,71	3,71
Junho	30,77	26,46	4,31
Julho	35,06	31,29	3,77
Agosto	36,39	32,80	3,59
Setembro	42,40	38,63	3,77
Outubro	36,52	33,41	3,11
Novembro	42,60	38,79	3,81
Dezembro	42,50	38,60	3,90

Fonte: elaboração ERSE

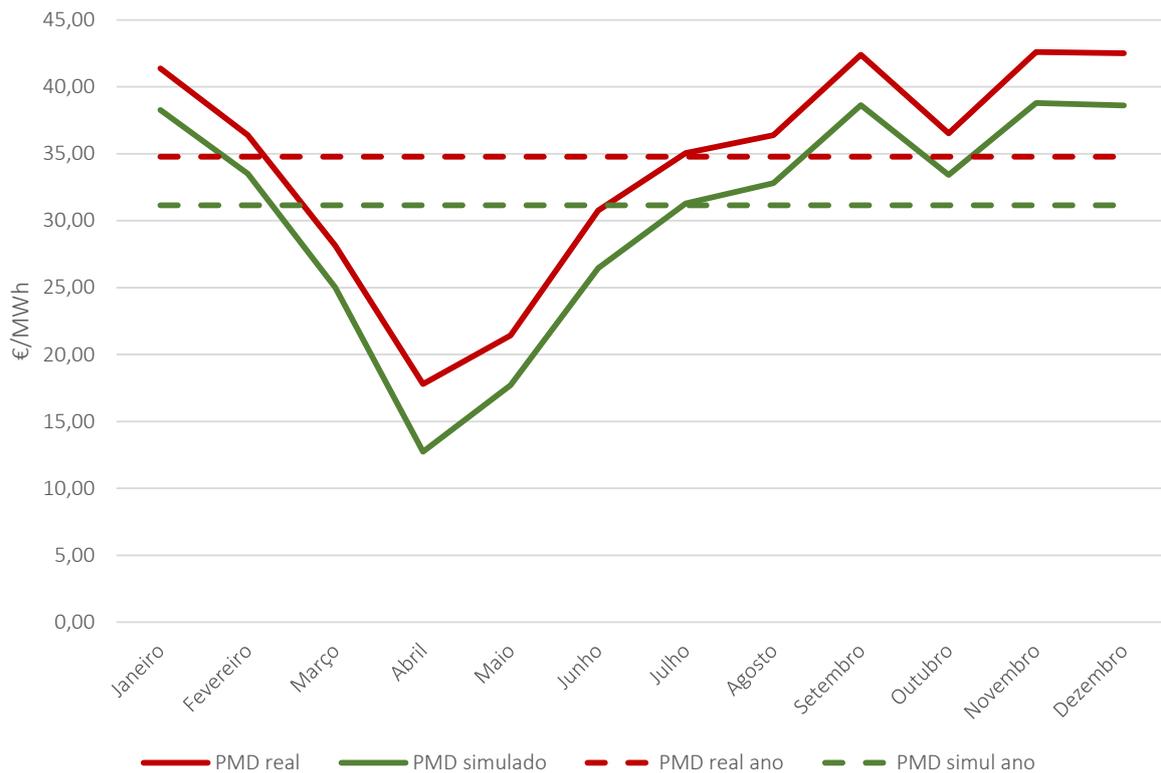
Como evidencia a tabela de resultado, para o ano de 2020, o diferencial de preço apurado entre aquele que efetivamente se verificou e o que decorre da replicação do algoritmo de mercado aplicado a ofertas corrigidas de eventos, ascendeu a 3,64 €/MWh¹³, em valor médio ponderado pelas quantidades de procura para Portugal satisfeitas em mercado diário do MIBEL. Estes diferenciais variaram entre um mínimo de 2,89

¹³ O diferencial de preços por aplicação de uma média aritmética simples ascende a 3,66 €/MWh.

€/MWh registados em fevereiro e 5,06 €/MWh registados em abril. Esta informação é igualmente explicitada na Figura 5.

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

Ano 2020



Fonte: OMIE; ERSE; elaboração 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, são considerados os efeitos conjugados decorrentes de duas situações que, atrás neste documento, já se referenciou serem distintas, por força do quadro legal habilitante para tal.

Com efeito, no que se refere ao regime do Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP) sobre a produção de energia elétrica em centrais que utilizam carvão e gás natural, a consideração deste evento está integrada no apuramento do valor de pagamento a final. que foi aprovado para o ano de 2019, estabelecido pelo

Despacho n.º 10177/2020, de 22 de outubro (a mais recente definição de valores de pagamento a final no âmbito do mecanismo de equilíbrio concorrencial).

No caso da avaliação dos custos de CESE e de tarifa social, tal consideração não se efetuou no apuramento do referido pagamento a final para 2019, sendo a sua consideração para o presente estudo apenas suscitada pela publicação, em 27 de dezembro de 2019, de Despacho do Secretário de Estado Adjunto e da Energia (Despacho n.º 12424-A/2019).

No capítulo anterior do presente estudo já se efetuou a caracterização dos possíveis eventos extramercado de ordem interna, com independência do cenário de apuramento a que reportam, para determinação do valor de pagamento por conta para 2020.

Para o efeito, considera-se o apuramento dos valores de eventos de extramercado de ordem interna – e, conseqüentemente, o apuramento dos efeitos finais – com a consideração dos dois seguintes cenários:

- **Cenário A**, referente à consideração de apenas o regime de Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP), que é consistente com o conteúdo do Despacho n.º 10177/2020, de 22 de outubro, e que definiu os valores de pagamento a final, relativos ao ano de 2019 (a mais recente definição de valores de pagamento a final no âmbito do mecanismo de equilíbrio concorrencial);
- **Cenário B**, que considera os eventos internos identificados pelo Governo no Despacho n.º 12424-A/2019, de 27 de dezembro, considerando de forma combinada e cumulativa os efeitos do regime do ISP, do regime da Contribuição Extraordinária sobre o sector energético (CESE) e dos custos com o financiamento de tarifa social.

A valorização de cada um dos referidos eventos extramercado de ordem interna é, para qualquer dos dois cenários apresentados, efetuada nas seguintes secções específicas.

4.2.1 REGIME DE ISP

Tendo em consideração o regime de ISP previsto na Lei do Orçamento de Estado para 2020 e a sua caracterização sumária do evento extramercado de ordem interna, já previamente apresentado no documento (secção 3.2.1), interessa apresentar a estimacão do efeito do evento extramercado de ordem interna, correspondente à aplicacão do regime de ISP a centrais abrangidas pelo presente estudo (centrais térmicas a carvão e centrais de ciclo combinado a gás natural).

No caso do carvão, foi tido em consideração um valor padrão para a eficiência relativa da única central abrangida pela aplicação do regime de equilíbrio concorrencial e submetida, em cumulação, ao regime de ISP, sendo que igual abordagem foi tida para o fator específico de emissões de CO₂. Os parâmetros em causa foram de, respetivamente, 36% (rácio de transformação da energia primária em energia elétrica, em MWh) e de um fator de emissão de 901,74 gCO₂/kWh (calculado tendo em consideração o valor do adicionamento sobre as emissões de CO₂ aplicável ao carvão de 2,26567 tCO₂/t para o ano de 2020, de acordo com o artigo 3.º da Portaria n.º 42/2020, de 14 de fevereiro).

Neste contexto, a ERSE avalia em 1,48 €/MWh o efeito do evento extramercado de ordem interna, correspondente à aplicação do regime de ISP à central térmica a carvão abrangida pelo presente estudo.

No caso do gás natural, foi tido em consideração um valor padrão para a eficiência relativa das centrais abrangidas pela aplicação do regime de equilíbrio concorrencial e submetida, em cumulação, ao regime de ISP, sendo que igual abordagem foi tida para o fator específico de emissões de CO₂. Os parâmetros em causa foram de, respetivamente, 51% (rácio de transformação da energia primária em energia elétrica, em MWh) e de um fator de emissão de 396 gCO₂/kWh (calculado tendo em consideração o valor do adicionamento sobre as emissões de CO₂ aplicável ao gás natural de 0,0561 tCO₂/GJ para o ano de 2020, de acordo com o artigo 3.º da Portaria n.º 42/2020, de 14 de fevereiro).

Neste contexto, a ERSE avalia em 0,22 €/MWh o efeito do evento extramercado de ordem interna, correspondente à aplicação do regime de ISP às centrais de ciclo combinado abrangidas pelo presente estudo, que se encontram isentas do valor do adicional de CO₂ aplicável ao gás natural, pelas razões previamente apresentadas.

4.2.2 CESE

Para efetivo apuramento do valor de CESE a ser considerado para efeitos do estudo relativo ao ano de 2020, é considerada a informação reportada pelas entidades a quem se aplica o mecanismo de equilíbrio concorrencial, nos termos do que veio a ser aprovado pela ERSE na Diretiva n.º 4/2020. Importa circunstanciar que o apuramento desses valores, no valor global de 39,984 milhões de euros, decorre do cruzamento das incidências da CESE e do mencionado mecanismo de equilíbrio concorrencial, o qual resulta na informação constante da Tabela 12, adiante apresentada.

Para a PRE em mercado foram considerados valores nulos de CESE, na medida em que, dada a sua respetiva granularidade, não existe informação detalhada quanto aos valores que possam efetivamente ter sido liquidados junto da autoridade tributária, por aplicação do procedimento de auto-liquidação previsto na legislação respetiva.

Tabela 12 - Valores de CESE a ser considerado para efeitos do estudo

Tecnologia	Regime	Central	CESE (€)
Hídrica	CMEC	Aguieira	848 702 €
		Alto Lindoso	1 736 242 €
		Caldeirão	235 741 €
		Carrapatelo	890 175 €
		Crestuma	1 172 774 €
		Frades	681 951 €
		Fratel	431 226 €
		Pocinho	945 651 €
		Pracana	96 118 €
		Raiva	197 331 €
		Régua	902 162 €
		Torrão	406 534 €
		Touvedo	218 088 €
		Valeira	1 026 462 €
		Vilarinho Furnas	444 023 €
	Vilar-Tabuaço	148 191 €	
	Mercado	Alqueva 1 / Alqueva 2	3 115 482 €
		Alto Rabagão	910 546 €
		Baixo Sabor Jusante	1 864 081 €
		Baixo Sabor Montante	4 604 680 €
Belver		325 860 €	
Bemposta		346 725 €	
Bemposta 2		910 142 €	
Bouçã		117 779 €	
Cabril		106 589 €	
Caniçada		266 128 €	
Castelo do Bode		253 215 €	
Desterro		0 €	
Ermida		0 €	
Foz Tua		0 €	
Miranda		254 787 €	
Miranda 2	267 526 €		
Paradela	446 345 €		
Picote	222 712 €		
Picote 2	1 149 654 €		
	Ponte Jugais		
	Sabugueiro	0 €	
	Salamonde	223 628 €	
	Salamonde 2	1 919 558 €	
	Santa Luzia	183 853 €	
	Varosa	61 109 €	
	Venda Nova 3	3 522 116 €	
	Vila Cova	55 433 €	
	Vila Nova	237 087 €	
Carvão	Mercado	Sines	411 563 €
CCGT	Mercado	Lares	2 693 794 €
		Pego CC	3 426 700 €
		TER	1 705 210 €
TOTAL			39 983 671 €

Fonte: EDP Gestão da Produção de Energia, ENDESA, elaboração ERSE

Cabe mencionar que, para o presente estudo e porque tal não constitui um pressuposto do próprio estudo, não é apurado se o valor a que reporta a CESE de 2020 foi, ou não, liquidado junto da respetiva autoridade tributária.

4.2.3 TARIFA SOCIAL

Como foi atrás referido, a aplicação da tarifa social no setor elétrico segue o conjunto de critérios que é definido no Decreto-Lei n.º 138 A/2010, de 28 de dezembro, na sua redação atual, sendo o seu custo suportado pelos produtores de energia elétrica, na proporção da potência instalada. Necessariamente, o valor a ser repercutido depende, em cada ano, do número de beneficiários de tarifas social e do respetivo desconto que é atribuído.

O valor global de custo com a tarifa social ascendeu, nesse contexto, a 108,892 milhões de euros¹⁴, e a lista de centros electroprodutores considerados para a repercussão dos custos de tarifa social em 2020 consta da tabela inserta no Anexo I ao documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2020 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, sendo a respetiva desagregação de valores apresentada em tabela ao Anexo II do mesmo documento.

Os valores apresentados em base previsional para 2020 foram, posteriormente, objeto de um primeiro ajustamento em sede de tarifas para o ano 2021. O valor global de ajustamento estimado para 2020 e repercutido nas tarifas para 2021 ascendeu, em termos globais, a +9,591 milhões de euros¹⁵, com a desagregação que se apresenta na página 145 do documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2021 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”.

Na tabela seguinte são apresentados os encargos estimados com a tarifa social por centro electroprodutor para 2020, conforme apresentado no exercício tarifário de 2021. Importa referir que na tabela são apresentados todos os centros electroprodutores que suportaram custos com Tarifa Social em 2020, num montante global de 118,483 milhões de euros.

Contudo, para o cálculo dos impactes da tarifa social, no âmbito deste estudo é apenas relevante, como base de incidência para o cálculo da tarifa social os centros electroprodutores sujeitas à aplicação do

¹⁴ Vide documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2020 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, p.125.

¹⁵ Vide documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2021 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, p.145.

mecanismo de equilíbrio concorrencial, o que em 2020 correspondeu a um montante global de aproximadamente 102,238 milhões de euros. Os centros eletroprodutores que estão isentos da aplicação do mecanismo previsto no Decreto-Lei n.º 74/2013, na sua atual redação, pagaram uma tarifa social no montante de 16,245 milhões de euros, abrangendo não só os centros electroprodutores em regime CAE (a central termoelétrica a carvão do Pego e a central de ciclo combinado a gás natural Turbogás), mas ainda outras centrais hídricas com regime de remuneração garantido (PRE).

Tabela 13 - Valores de Tarifa Social estimados para 2020 no exercício tarifário de 2021

Tecnologia	Regime	Central	Tarifa Social (€)	Centrais Sujeitas (aplicação DL74)	
Hídrica	CMEC	Aguieira	2 548 240,92 €	sujeito	
		Alto Lindoso	5 945 895,48 €	sujeito	
		Caldeirão	302 013,74 €	sujeito	
		Carrapateiro	1 698 827,28 €	sujeito	
		Crestuma	990 982,58 €	sujeito	
		Frades	1 802 644,50 €	sujeito	
		Fratel	1 245 806,67 €	sujeito	
		Pocinho	1 561 977,30 €	sujeito	
		Pracana	386 955,10 €	sujeito	
		Raiva	226 510,30 €	sujeito	
		Régua	1 472 316,98 €	sujeito	
		Torrão	1 377 937,68 €	sujeito	
		Touvedo	207 634,45 €	sujeito	
		Valeira	2 038 592,74 €	sujeito	
		Vilarinho Furnas	1 302 434,25 €	sujeito	
		Vilar-Tabuaço	604 027,48 €	sujeito	
		Mercado	Alqueva 1 / Alqueva 2	4 692 538,47 €	sujeito
			Alto Rabagão	679 530,91 €	sujeito
	Baixo Sabor Jusante		339 765,46 €	sujeito	
	Baixo Sabor Montante		1 444 003,19 €	sujeito	
	Belver		761 640,90 €	sujeito	
	Bemposta		1 981 965,16 €	sujeito	
	Bemposta 2		1 915 899,65 €	sujeito	
	Bouçã		415 268,89 €	sujeito	
	Cabril		1 019 296,37 €	sujeito	
	Caniçada		585 151,62 €	sujeito	
	Castelo do Bode		1 500 630,76 €	sujeito	
	Desterro		124 580,67 €	sujeito	
	Ermida		705 013,32 €	sujeito	
	Foz Tua		2 548 240,92 €	sujeito	
	Miranda		1 698 827,28 €	sujeito	
	Miranda 2		1 783 768,64 €	sujeito	
	Paradela		509 648,18 €	sujeito	
	Pedrogão		95 323,09 €	isento	
	Picote		1 840 396,22 €	sujeito	
	Picote 2		2 318 899,24 €	sujeito	
	Ponte Jugais	191 589,97 €	sujeito		
	Sabugueiro	120 805,50 €	sujeito		
Salamonde	396 393,03 €	sujeito			
Salamonde 2	2 114 096,17 €	sujeito			
Santa Luzia	271 812,36 €	sujeito			
Varosa	235 948,23 €	sujeito			
Venda Nova 3	7 540 905,54 €	sujeito			
Vila Cova	220 847,55 €	sujeito			
Vila Nova	849 413,64 €	sujeito			
Regime Garantido	Ermal	98 154,47 €	isento		
	Penacova	90 604,12 €	isento		
	Sabugueiro II	94 379,29 €	isento		
	Senhora do Porto	83 053,78 €	isento		
	Vilar do Monte	0,00 €	isento		
Carvão	Mercado	Sines	11 823 837,87 €	sujeito	
	CAE	PEGO	5 806 214,13 €	isento	
CCGT	Mercado	Lares	8 503 574,33 €	sujeito	
		Pego CC	7 975 050,29 €	sujeito	
		TER	11 416 119,32 €	sujeito	
	CAE	Turbogás	9 976 835,10 €	isento	
Total			118 482 821,07 €		

Fonte: elaboração ERSE

4.2.4 EFEITOS COMBINADOS

Como foi atrás referenciado, o apuramento dos valores dos eventos extramercado de ordem interna considera, no presente estudo, dois cenários alternativos, que correspondem à consideração apenas dos valores de incidência do regime de ISP (**cenário A**), e à consideração conjunta dos valores de incidência do regime de ISP, dos valores de CESE e dos custos de tarifa social (**cenário B**).

Para cada um dos dois cenários descritos é apresentada, de seguida, a valorização dos respetivos eventos extramercado de ordem interna, com consideração direta dos valores apurados nos termos das secções anteriores deste documento.

CENÁRIO A

O cenário A considera apenas como evento extramercado de ordem interna o ISP. De acordo, com o artigo 349.º da Lei do Orçamento de Estado para 2020, o ISP aplicou-se apenas aos centros electroprodutores a carvão e às centrais de ciclo combinado a gás natural. A Tabela 14 apresenta a valorização do ISP enquanto evento extramercado interno único para efeitos de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial aos centro eletroprodutores abrangidos, com a agregação das centrais hídricas por área de balanço.

No carvão, o montante de encargos globais associados aos eventos extramercado de ordem interna é de 5,842 milhões de euros, correspondendo ao produto da produção de energia elétrica ocorrida na central de Sines, durante 2020 (1 878 GWh) e o valor unitário do ISP apurado de 1,48 €/MWh no qual os encargos de ISP imputáveis à central termoelétrica de Sines contribuem com um montante de 2,78 milhões de euros.

No gás natural, o montante de encargos globais associados aos eventos extramercado de ordem interna, devido aos encargos de ISP, é de 673 mil euros, correspondendo ao produto da produção de energia elétrica ocorrida nas centrais de Lares e Pego, durante 2020 (3 059 GWh) e o valor unitário do ISP apurado de 0,22 €/MWh.

Tabela 14 - Valorização dos Eventos Extramercado Internos para o período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial (valores por centro eletroprodutor abrangido / Área de Balanço Hídrica)

Tecnologia	Central/AB	2020*	Eventos Extramercado Internos (EUR)			
			ISP	CESE	Tarifa Social	TOTAL
Carvão	Sines	1 878	2 780 098 €	- €	- €	2 780 098 €
CCGT	Lares	1 686	370 892 €	- €	- €	370 892 €
	Pego CC	1 373	302 147 €	- €	- €	302 147 €
	TER	0	- €	- €	- €	- €
Hídrica	ACAVALADO	1 327	- €	- €	- €	- €
	ADOURO	6 565	- €	- €	- €	- €
	AGUADIA	2	- €	- €	- €	- €
	ALIMA	847	- €	- €	- €	- €
	AMONDEG	341	- €	- €	- €	- €
	ATEJZEZ	1 656	- €	- €	- €	- €
PRE Cogeração	Petrogal (Sines)	0	- €	- €	- €	- €
PRE Eólica	Parque Eólico Alto da Folgorosa	64	- €	- €	- €	- €
PRE Hídrica	Central Hidroelétrica de Alvalá	26	- €	- €	- €	- €
	Central Hidroelétrica Sra. de Monforte	22	- €	- €	- €	- €
	Central Hidroelétrica de Terragido	32	- €	- €	- €	- €
	Central Hidroelétrica de Torga	35	- €	- €	- €	- €
PRE Solar	Ourika	70	- €	- €	- €	- €
	FV Central Solar Casa Nova	21	- €	- €	- €	- €
	FV Central Solar de Barros	10	- €	- €	- €	- €
	FV Central Solar Tendeiros	42	- €	- €	- €	- €
	FV Central Solar Vale de Moura	45	- €	- €	- €	- €
	FV Évora 3	52	- €	- €	- €	- €
	FV Ourique	97	- €	- €	- €	- €
	FV Vale Matanças	11	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica da Amareleja	11	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica da Gloria	18	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Aljustrel	14	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Azambuja	7	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Mogadouro	0	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Tapadas	7	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica do Infantado	7	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica Herdade da Serra	12	- €	- €	- €	- €
	TOTAL	16 278	3 453 136 €	- €	- €	3 453 136 €

Fonte: elaboração ERSE

CENÁRIO B

Para efeitos do cálculo do valor dos encargos apurados de CESE e Tarifa Social ao período de aplicação do mecanismo concorrencial, considerou-se o valor anual do encargo.

No caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, foi considerado ainda, por central, o período acima do limiar das 2 000 horas de funcionamento, sendo aplicável os valores mensais de CESE e Tarifa Social, a partir do qual se começou a observar produção abrangida pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial.

A Tabela 16 apresenta os resultados obtidos para a CESE e Tarifa social por centro electroprodutor. Importa referir para efeito de cálculo de CESE e Tarifa Social foram apenas considerados os centros

electroprodutores sujeitos à aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial previsto no Decreto-Lei n.º 74/2013, na sua atual redação.

Tabela 15 - Valorização da CESE e da Tarifa Social para o período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial (valores por centro eletroprodutor abrangido)

Tecnologia	Regime	Central	CESE (EUR)		Tarifa Social (EUR)		
			2020	2020*	2020	2020*	
Hídrica	CMEC	Agueira	AMONDEG	848 702 €	848 702 €	2 548 241 €	2 548 241 €
		Alto Lindoso	ALIMA	1 736 242 €	1 736 242 €	5 945 895 €	5 945 895 €
		Caldeirão	ATEJZEZ	235 741 €	235 741 €	302 014 €	302 014 €
		Carrapatelo	ADOURO	890 175 €	890 175 €	1 698 827 €	1 698 827 €
		Crestuma	ADOURO	1 172 774 €	1 172 774 €	990 983 €	990 983 €
		Frades	ACAVADO	681 951 €	681 951 €	1 802 645 €	1 802 645 €
		Fratel	ATEJZEZ	431 226 €	431 226 €	1 245 807 €	1 245 807 €
		Pocinho	ADOURO	945 651 €	945 651 €	1 561 977 €	1 561 977 €
		Pracana	ATEJZEZ	96 118 €	96 118 €	386 955 €	386 955 €
		Raiva	AMONDEG	197 331 €	197 331 €	226 510 €	226 510 €
		Régua	ADOURO	902 162 €	902 162 €	1 472 317 €	1 472 317 €
		Torrão	ADOURO	406 534 €	406 534 €	1 377 938 €	1 377 938 €
		Touvedo	ALIMA	218 088 €	218 088 €	207 634 €	207 634 €
		Valeira	ADOURO	1 026 462 €	1 026 462 €	2 038 593 €	2 038 593 €
		Vilarinho Furnas	ACAVADO	444 023 €	444 023 €	1 302 434 €	1 302 434 €
		Vilar-Tabuaço	ADOURO	148 191 €	148 191 €	604 027 €	604 027 €
		Mercado	Mercado	Alqueva 1 / Alqueva 2	AGUADIA	3 115 482 €	3 115 482 €
Alto Rabagão	ACAVADO			910 546 €	910 546 €	679 531 €	679 531 €
Baixo Sabor Jusante	ADOURO			1 864 081 €	1 864 081 €	339 765 €	339 765 €
Baixo Sabor Montante	ADOURO			4 604 680 €	4 604 680 €	1 444 003 €	1 444 003 €
Belver	ATEJZEZ			325 860 €	325 860 €	761 641 €	761 641 €
Bemposta	ADOURO			346 725 €	346 725 €	1 981 965 €	1 981 965 €
Bemposta 2	ADOURO			910 142 €	910 142 €	1 915 900 €	1 915 900 €
Bouçã	ATEJZEZ			117 779 €	117 779 €	415 269 €	415 269 €
Cabril	ATEJZEZ			106 589 €	106 589 €	1 019 296 €	1 019 296 €
Cançada	ACAVADO			266 128 €	266 128 €	585 152 €	585 152 €
Castelo do Bode	ATEJZEZ			253 215 €	253 215 €	1 500 631 €	1 500 631 €
Desterro	ATEJZEZ			0 €	0 €	124 581 €	124 581 €
Ermida	AMONDEG			0 €	0 €	705 013 €	705 013 €
Foz Tua	ADOURO			0 €	0 €	2 548 241 €	2 548 241 €
Miranda	ADOURO			254 787 €	254 787 €	1 698 827 €	1 698 827 €
Miranda 2	ADOURO			267 526 €	267 526 €	1 783 769 €	1 783 769 €
Paradela	ACAVADO			446 345 €	446 345 €	509 648 €	509 648 €
Picote	ADOURO			222 712 €	222 712 €	1 840 396 €	1 840 396 €
Picote 2	ADOURO			1 149 654 €	1 149 654 €	2 318 899 €	2 318 899 €
Ponte Jugais	ATEJZEZ			0 €	0 €	191 590 €	191 590 €
Sabugueiro	ATEJZEZ			0 €	0 €	120 805 €	120 805 €
Salamonde	ACAVADO			223 628 €	223 628 €	396 393 €	396 393 €
Salamonde 2	ACAVADO			1 919 558 €	1 919 558 €	2 114 096 €	2 114 096 €
Santa Luzia	ATEJZEZ	183 853 €	183 853 €	271 812 €	271 812 €		
Varosa	ADOURO	61 109 €	61 109 €	235 948 €	235 948 €		
Venda Nova 3	ACAVADO	3 522 116 €	3 522 116 €	7 540 906 €	7 540 906 €		
Vila Cova	ATEJZEZ	55 433 €	55 433 €	220 848 €	220 848 €		
Vila Nova	ACAVADO	237 087 €	237 087 €	849 414 €	849 414 €		
Carvão	Mercado	Sines		411 563 €	411 563 €	11 823 838 €	11 823 838 €
CCGT	Mercado	Lares		2 693 794 €	1 354 564 €	8 503 574 €	4 287 704 €
		Pego CC		3 426 700 €	1 432 863 €	7 975 050 €	3 343 877 €
		TER		1 705 210 €	0 €	11 416 119 €	0 €
TOTAL				39 983 671 €	34 945 394 €	102 238 257 €	81 975 094 €

Fonte: ENDESA; EDP Gestão da Produção de Energia, elaboração ERSE

Nas colunas “2020” são apresentados, por central, os encargos totais com a CESE, de acordo com a informação reportada pelos respetivos produtores visados - no montante de 39,984 milhões de euros - e

os encargos totais com Tarifa Social, usando como fonte a informação do documento das tarifas “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2021 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, no valor de 102,238 milhões de euros. Estes montantes correspondem à tributação anual dos encargos, isto é, referente a 12 meses (janeiro a dezembro de 2020).

Estes cálculos, contudo, não contemplam a isenção prevista, no artigo 4.º da Portaria n.º 282/2019 de 30 de agosto, para as centrais de ciclo combinado a gás natural, para as quais os valores sujeitos para a reposição do equilíbrio contratual só se aplicam para a produção igual ou superior a 2 000 horas anuais de utilização da potência instalada da central. Nas colunas “2020*” é tido em consideração esta isenção, sendo imputados os valores da CESE e Tarifa social somente aos meses a partir dos quais cada central regista um volume de produção de energia elétrica superior a 2 000 horas de utilização da potência instalada.

No caso particular da central do Ribatejo, a produção ocorrida não ultrapassou o limiar da isenção das 2 000 horas. Daí decorre o facto do valor apresentado para a CESE e Tarifa social ser nulo.

No caso da central de Lares, a produção acumulada ultrapassa as 2 000 horas anuais de utilização da potência instalada a partir de julho, e no caso da central do Pego CC a partir de agosto. Assim os fatores de ponderação aplicável aos encargos anuais com cada evento extramercado interno (CESE e Tarifa Social) resulta do rácio entre o número de horas de agosto a dezembro (4 417 horas) pelo o número de horas em 2019 (8 784 horas), no caso da central de Lares, e para a central do Pego CC, o número de horas de agosto a dezembro (3 673 horas) pelo número total de horas em 2020 (8 784 horas).

O valor dos encargos apurados com a CESE e Tarifa Social para o período de aplicação do mecanismo concorrencial totaliza assim 34,945 milhões de euros e 81,975 milhões de euros, respetivamente.

A Tabela 16 apresenta os mesmos resultados, mas agregando as centrais hídricas por área de balanço.

Tabela 16 - Valorização da CESE e da Tarifa Social para o período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial (valores por centro eletroprodutor abrangido / Área de Balanço Hídrica)

Tecnologia	Central/AB	CESE (EUR)		Tarifa Social (EUR)	
		2020	2020*	2020	2020*
Carvão	Sines	411 563,29 €	411 563,29 €	11 823 837,87 €	11 823 837,87 €
CCGT	Lares	2 693 793,78 €	1 354 563,66 €	8 503 574,33 €	4 287 704,09 €
	Pego CC	3 426 699,56 €	1 432 862,87 €	7 975 050,29 €	3 343 876,68 €
	TER	1 705 209,56 €	0,00 €	11 416 119,32 €	0,00 €
Hídrica	ACAVADO	8 651 382,70 €	8 651 382,70 €	15 780 217,85 €	15 780 217,85 €
	ADOURO	15 173 364,00 €	15 173 364,00 €	25 852 376,03 €	25 852 376,03 €
	AGUADIA	3 115 481,65 €	3 115 481,65 €	4 692 538,47 €	4 692 538,47 €
	ALIMA	1 954 330,59 €	1 954 330,59 €	6 153 529,93 €	6 153 529,93 €
	AMONDEG	1 046 032,44 €	1 046 032,44 €	3 479 764,55 €	3 479 764,55 €
	ATEJZEZ	1 805 813,04 €	1 805 813,04 €	6 561 248,47 €	6 561 248,47 €
TOTAL		39 983 671 €	34 945 394 €	102 238 257 €	81 975 094 €

Fonte: ENDESA; EDP Gestão da Produção de Energia, elaboração ERSE

A Tabela 17 apresenta a valorização dos eventos extramercado internos, identificados no presente estudo, para efeitos de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial aos centro eletroprodutores abrangidos, com a agregação das centrais hídricas por área de balanço. O montante de encargos globais associados aos eventos extramercado de ordem interna é de 120,373 milhões de euros, no qual os encargos de ISP imputáveis à central termoelétrica de Sines e às centrais de ciclo combinado a gás natural de Lares e Pego contribuem com um montante global de 3,453 milhões de euros.

Tabela 17 - Valorização dos Eventos Extramercado Internos para o período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial (valores por centro eletroprodutor abrangido / Área de Balanço Hídrica)

Tecnologia	Central/AB	2020*	Eventos Extramercado Internos (EUR)			
			ISP	CESE	Tarifa Social	TOTAL
Carvão	Sines	1 878	2 780 098 €	411 563 €	11 823 838 €	15 015 499 €
CCGT	Lares	1 686	370 892 €	1 354 564 €	4 287 704 €	6 013 159 €
	Pego CC	1 373	302 147 €	1 432 863 €	3 343 877 €	5 078 886 €
	TER	0	- €	- €	- €	- €
Hídrica	ACAVALADO	1 327	- €	8 651 383 €	15 780 218 €	24 431 601 €
	ADOURO	6 565	- €	15 173 364 €	25 852 376 €	41 025 740 €
	AGUADIA	2	- €	3 115 482 €	4 692 538 €	7 808 020 €
	ALIMA	847	- €	1 954 331 €	6 153 530 €	8 107 861 €
	AMONDEG	341	- €	1 046 032 €	3 479 765 €	4 525 797 €
	ATEJZEZ	1 656	- €	1 805 813 €	6 561 248 €	8 367 062 €
PRE Cogeração	Petrogal (Sines)	0	- €	- €	- €	- €
PRE Eólica	Parque Eólico Alto da Folgorosa	64	- €	- €	- €	- €
PRE Hídrica	Central Hidroelétrica de Alvadia	26	- €	- €	- €	- €
	Central Hidroelétrica Sra. de Monforte	22	- €	- €	- €	- €
	Central Hidroelétrica de Terragido	32	- €	- €	- €	- €
	Central Hidroelétrica de Torga	35	- €	- €	- €	- €
PRE Solar	Ourika	70	- €	- €	- €	- €
	FV Central Solar Casa Nova	21	- €	- €	- €	- €
	FV Central Solar de Barros	10	- €	- €	- €	- €
	FV Central Solar Tendeiros	42	- €	- €	- €	- €
	FV Central Solar Vale de Moura	45	- €	- €	- €	- €
	FV Évora 3	52	- €	- €	- €	- €
	FV Ourique	97	- €	- €	- €	- €
	FV Vale Matanças	11	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica da Amareleja	11	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica da Gloria	18	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Aljustrel	14	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Azambuja	7	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Mogadouro	0	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica de Tapadas	7	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica do Infantado	7	- €	- €	- €	- €
	Central Fotovoltaica Herdade da Serra	12	- €	- €	- €	- €
	TOTAL		16 278	3 453 136 €	34 945 394 €	81 975 094 €

Fonte: elaboração ERSE

4.3 APURAMENTO 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 **3,64 €/MWh** para 2020.

No desenho metodológico seguido pela ERSE neste estudo, o segundo termo da expressão (mencionado na secção 4.2 deste capítulo e cenzarizado pelas razões aí expressas), corresponde ao valor combinado dos eventos extramercado de ordem interna relativo ao ISP aplicável ao carvão, à CESE e à tarifa social aplicável a todas as tecnologias, com exceção da PRE em mercado, cujo valor global é:

- De 3,453 milhões de euros, no cenário A, com a desagregação constante da Tabela 18;

Tabela 18 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário A)

Tecnologia	Produção (GWh)	Eventos Extramercado Internos (€)			
		ISP	CESE	Tarifa Social	TOTAL
Carvão	1 878	2 780 098 €	- €	- €	2 780 098 €
CCGT	3 059	673 039 €	- €	- €	673 039 €
Hídrica	10 738	- €	- €	- €	- €
PRE	602	- €	- €	- €	- €
TOTAL	16 278	3 453 136 €	- €	- €	3 453 136 €

Fonte: elaboração ERSE

- De 120,374 milhões de euros, no cenário B com a desagregação constante da Tabela 19.

Tabela 19 - Quantificação dos Eventos Extramercado Internos (cenário B)

Tecnologia	Produção (GWh)	Eventos Extramercado Internos (€)			
		ISP	CESE	Tarifa Social	TOTAL
Carvão	1 878	2 780 098 €	411 563 €	11 823 838 €	15 015 499 €
CCGT	3 059	673 039 €	2 787 427 €	7 631 581 €	11 092 046 €
Hídrica	10 738	- €	31 746 404 €	62 519 675 €	94 266 080 €
PRE	602	- €	- €	- €	- €
TOTAL	16 278	3 453 136 €	34 945 394 €	81 975 094 €	120 373 624 €

Fonte: elaboração ERSE

Com base nestes valores, tanto para eventos extramercado externos como internos, este estudo calcula o valor do $Pliq_t^k$, por tecnologia, que corresponde ao efeito líquido no preço de mercado suportado pelos consumidores portugueses e que deveria ser objeto de compensação, em €/MWh, a suportar pelos centros electroprodutores abrangidos durante o ano de 2020.

No **cenário A**, através da observação da Tabela 20, os valores unitários estimados do $Pliq_t^k$ para a Hídrica e PRE em mercado são equivalentes ao valor do evento extramercado de ordem externa Pem_t^{UE} no valor de 3,64 €/MWh, já que se consideraram nulos a existência dos eventos extramercado de ordem interna identificados neste estudo. No caso do Carvão o valor estimado do $Pliq_t^k$ é de 2,16 €/MWh, justificado pela dedução do ISP, no valor unitário de 1,48 €/MWh, ao valor estimado do evento extramercado de ordem externa Pem_t^{UE} . No caso da CCGT o valor estimado do $Pliq_t^k$ é de 3,42 €/MWh, justificado pela dedução do ISP, no valor unitário de 0,22 €/MWh, ao valor estimado do evento extramercado de ordem externa Pem_t^{UE} . Para a PRE em mercado chama-se a atenção, já referido previamente, da aplicação da eventual isenção prevista por via da aplicação da Diretiva n.º 4/2020, de 20 de março.

Tabela 20 - Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário A)

Tecnologia k	PemUE (€/MWh)	PemPT (€/MWh)				Pliq (€/MWh)
		ISP	CESE	Tarifa Social	PemPT	
Carvão	3,64	1,48	0,00	0,00	1,48	2,16
CCGT	3,64	0,22	0,00	0,00	0,22	3,42
Hídrica	3,64	0,00	0,00	0,00	0,00	3,64
PRE	3,64	0,00	0,00	0,00	0,00	3,64

Fonte: elaboração ERSE

No **cenário B**, através da observação da Tabela 21, os valores unitários estimados do $Pliq_t^k$ por tecnologia permitem auferir a isenção da aplicação do mecanismo do equilíbrio concorrencial ao Carvão e à Hídrica devido ao valor unitário global associado aos eventos extramercado de ordem interna aplicáveis a estas tecnologias, que supera o valor do evento extramercado de ordem externa Pem_t^{UE} no valor de 3,64 €/MWh.

Conclui-se que a CCGT e a PRE em mercado irão suportar o pagamento do mecanismo de equilíbrio concorrencial, sem prejuízo da PRE em mercado, por força da aplicação do despacho interpretativo do Secretário de Estado Adjunto da Energia (Informação n.º 8/2019/SEAEne, de 16 de dezembro) que estabelece a isenção de aplicação do regime de equilíbrio concorrencial a entidades que beneficiam de preço contratual não indexado, direta ou indiretamente, ao preço formado no mercado diário do MIBEL, poderem isentar o pagamento após comprovação do regime de preços contratualizado, através da Diretiva n.º 4/2020, de 20 de março, publicada pela ERSE em Diário da República.

Tabela 21 - Parâmetros definidos nos termos da Portaria n.º 282/2019 (cenário B)

Tecnologia k	PemUE (€/MWh)	PemPT (€/MWh)				Pliq (€/MWh)
		ISP	CESE	Tarifa Social	PemPT	
Carvão	3,64	1,48	0,22	6,29	7,99	0
CCGT	3,64	0,22	0,91	2,49	3,63	0,01
Hídrica	3,64	0,00	2,96	5,82	8,78	0
PRE	3,64	0,00	0,00	0,00	0,00	3,64

Fonte: elaboração ERSE

Do ponto de vista dos volumes apurados para o ano de 2020, foi apurado um volume global de energia sujeita à aplicação do regime de equilíbrio concorrencial que ascendeu a 16,278 TWh, com a repartição que se explicita na Tabela 22. Este volume considerou a metodologia de incidência prevista na Diretiva n.º 4/2020, de 20 de março, com a repercussão da compensação devida pelos produtores hídricos em valores de produção líquidos de bombagem, inseridos em áreas de balanço, e em agregação mensal. No caso das centrais de ciclo combinado a gás natural, considerou-se somente a produção residual, acima das 2 000 horas de funcionamento, verificada em 2020.

Tabela 22 - Volume de produção real sujeita ao mecanismo de equilíbrio concorrencial

(Produção líquida de bombagem por central e área de balanço (AB))

Tecnologia	Central/AB	Produção (GWh)	
		2020	2020*
Carvão	Sines	1 878	1 878
CCGT	Lares	3 286	1 686
	Pego CC	3 053	1 373
	TER	2 389	0
Hídrica	ACAVADO	1 327	1 327
	ADOURO	6 565	6 565
	AGUADIA	2	2
	ALIMA	847	847
	AMONDEG	341	341
	ATEJZEZ	1 656	1 656
PRE Cogeração	Petrogal (Sines)	0	0
PRE Eólica	Parque Eólico Alto da Folgorosa	64	64
PRE Hídrica	Central Hidroelétrica de Alvalá	26	26
	Central Hidroelétrica Sra. de Monforte	22	22
	Central Hidroelétrica de Terragido	32	32
	Central Hidroelétrica de Torga	35	35
PRE Solar	Ourika	70	70
	FV Central Solar Casa Nova	21	21
	FV Central Solar de Barros	10	10
	FV Central Solar Tendeiros	42	42
	FV Central Solar Vale de Moura	45	45
	FV Évora 3	52	52
	FV Ourique	97	97
	FV Vale Matanças	11	11
	Central Fotovoltaica da Amareleja	11	11
	Central Fotovoltaica da Gloria	18	18
	Central Fotovoltaica de Aljustrel	14	14
	Central Fotovoltaica de Azambuja	7	7
	Central Fotovoltaica de Mogadouro	0	0
	Central Fotovoltaica de Tapadas	7	7
	Central Fotovoltaica do Infantado	7	7
	Central Fotovoltaica Herdade da Serra	12	12
TOTAL		21 947	16 278

Fonte: REN; elaboração ERSE

Na Tabela 23, é possível observar os volumes apurados agregados por tecnologia, distinguido a PRE em mercado das restantes tecnologias de geração convencionais, relativamente ao período de aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial em 2020.

Tabela 23 - Volume de produção real sujeita ao mecanismo de equilíbrio concorrencial
(Produção líquida de bombagem, por tecnologia)

	Volume Global sujeito (GWh)	Hídrica	CCGT	Carvão	PRE em mercado
Ano	16 278	10 738	3 059	1 878	602
Janeiro	1 843	1 753	0	48	41
Fevereiro	1 427	1 381	0	0	47
Março	1 051	997	0	0	54
Abril	1 066	1 017	0	0	49
Maio	882	826	0	0	56
Junho	575	523	0	0	52
Julho	668	335	235	41	57
Agosto	1 108	301	454	295	58
Setembro	1 863	513	837	465	48
Outubro	1 725	788	656	230	51
Novembro	2 400	1 114	595	649	42
Dezembro	1 670	1 190	282	149	49

Fonte: REN; elaboração ERSE

No **cenário A**, aplicando os volumes, aos valores unitários estimados do $Pliq_t^k$, por tecnologia, estima-se um total de receita imputável ao SEN relativo ao pagamento do mecanismo de equilíbrio concorrencial no montante global de 55,779 milhões de euros.

Chama-se a atenção que os montantes suportados pela PRE em mercado, podem tender para um valor nulo, caso estes produtores reportem, ao abrigo da isenção prevista no despacho interpretativo do Secretário de Estado Adjunto e da Energia (Informação n.º 8/2019/SEAEne, de 16 de dezembro), reduzindo os proveitos do mecanismo de equilíbrio concorrencial para um montante de 53,607 milhões de euros.

Tabela 24 - Pagamento de Pliq relativo ao mecanismo de equilíbrio concorrencial (cenário A)

Pag. Pliq (m€)	Volume Global sujeito	De Hídrica AB líquida de bomb	De CCGT sujeita	De Carvão	De PRE em mercado
Ano	55 799	39 087	10 463	4 057	2 192
Janeiro	6 636	6 381	0	105	150
Fevereiro	5 196	5 026	0	0	170
Março	3 826	3 630	0	0	196
Abril	3 879	3 702	0	0	177
Maió	3 211	3 008	0	0	203
Junho	2 092	1 904	0	0	187
Julho	2 320	1 220	804	89	207
Agosto	3 497	1 095	1 554	637	211
Setembro	5 910	1 867	2 863	1 005	175
Outubro	5 794	2 867	2 244	497	186
Novembro	7 643	4 054	2 034	1 402	154
Dezembro	5 794	4 332	963	323	177

Fonte: elaboração ERSE

No **cenário B**, aplicando os volumes, aos valores unitários estimados do $Pliq_t^k$, por tecnologia, estima-se um total de receita imputável ao SEN relativo ao pagamento do mecanismo de equilíbrio concorrencial no montante global de 2,235 milhões de euros, suportados pela CCGT e, pela PRE em mercado, que pode no limite tender para um valor nulo, caso estes produtores reportem, ao abrigo da isenção prevista no despacho interpretativo do Secretário de Estado Adjunto e da Energia (Informação n.º 8/2019/SEAEne, de 16 de dezembro), reduzindo o montante de proveitos do mecanismo de equilíbrio concorrencial para um montante de 44 mil euros.

**Tabela 25 - Pagamento de Pliq relativo ao mecanismo de equilíbrio concorrencial
(cenário B)**

Pag. Pliq (m€)	Volume Global sujeito	De Hídrica AB líquida de bomb	De CCGT sujeita	De Carvão	De PRE em mercado
Ano	2 235	0	44	0	2 192
Janeiro	150	0	0	0	150
Fevereiro	170	0	0	0	170
Março	196	0	0	0	196
Abril	177	0	0	0	177
Maió	203	0	0	0	203
Junho	187	0	0	0	187
Julho	210	0	3	0	207
Agosto	217	0	6	0	211
Setembro	187	0	12	0	175
Outubro	196	0	9	0	186
Novembro	162	0	8	0	154
Dezembro	181	0	4	0	177

Fonte: elaboração ERSE