



UNIVERSIDADE
CATÓLICA
PORTUGUESA

**O mecanismo ibérico como forma de combate à escalada de preços na energia:
Regulação, Decisão, Sustentabilidade e Futuro**

Dissertação com vista à obtenção do grau de Mestre em Direito Administrativo

Faculdade de Direito da Universidade Católica Portuguesa – Escola de Lisboa

Mestrado em Direito Administrativo

Vasco José Neves da Silva da Fonseca Garcia

Orientador: Professor Lino Torgal

Junho 2023

*“Um parvo em pé vai mais longe
que um intelectual sentado.”*

António Lobo Antunes

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais por me incentivarem e estarem lá para mim todos os dias desde que comecei a estudar, e por serem os meus maiores exemplos de sentido de missão, responsabilidade, coragem e cultura. O meu maior carinho e obrigado.

Ao Professor Lino Torgal pela orientação do tema vocacionada para a prática. Bem como pela disponibilidade.

Aos meus amigos, porque são a família que nós escolhemos, e os principais prejudicados da (tentativa) de conciliação entre mestrado e escritório.

À Vieira de Almeida & Associados, a minha segunda casa e fonte de saber.

E por fim, aos que gostariam de estar cá para presenciar este passo, mas que olham atentos lá em cima.

LISTA DE ABREVIATURAS

| | |
|---------------|---|
| CAE | Contratos de Aquisição de Energia |
| Cfr. | Confira |
| CIEG | Custos de Interesse Económico Geral |
| CMEC | Contrato de Manutenção de Equilíbrio Contratual |
| CMVM | Comissão de Mercado e Valores Mobiliários |
| CUR | Comercializador de Último Recurso |
| DGEG | Direção-Geral de Energia e Geologia |
| ERSE | Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos |
| EU ETS | Direitos de emissão de dióxido de carbono na UE |
| Kwh | Kilowatt-hora |
| MIBEL | Mercado Ibérico de Energía Eléctrica |
| Mhw | Megawatt-hora |
| <i>Ob.cit</i> | Obra citada |
| OMIP | Mercado Regulamentado de Derivados |
| OMIE | Mercado Grossista |
| OTC | Over-the-counter |
| REN | Redes Energéticas Nacionais |
| RNT | Rede Nacional de Transporte de Eletricidade |
| SIEG | Serviços de Interesse Económico Geral |
| <i>Vd.</i> | Vide |

RESUMO

A crise energética decorrente do conflito armado entre a Rússia e a Ucrânia levou a uma grande instabilidade no fornecimento de uma das maiores fontes de produção de energia a boa parte dos países da Europa: o gás natural.

Neste sentido, assistiu-se a um galopar exponencial dos preços da energia comercializada no mercado marginalista, desembocando numa situação impraticável com preços a superarem os €300 por megawatt-hora.

Este cenário levou a uma resposta ibérica conjunta de instituição de um mecanismo de limitação dos preços do gás natural no seio do mercado liberalizado, e respetiva repercussão do ajuste para colmatar as perdas dos produtores de eletricidade.

A questão é como é saber qual o mérito e se estamos perante uma decisão meramente regulatória ou política, e como conjugá-la com imperativos de promoção das energias renováveis, combate às alterações climáticas e sustentabilidade.

Palavras-chave: mecanismo ibérico, repercussão do ajuste, gás natural, eletricidade, regulação, energias renováveis, sustentabilidade.

ABSTRACT

The energy crisis resulting from the armed conflict between Russia and Ukraine led to great instability in the supply of one of the main sources of energy production for a significant number of European countries: the natural gas.

As a result, there was an exponential increase in the prices of energy sold on the marginal market, leading to an unfeasible situation with prices exceeding €300 per megawatt hour.

This scenario led to a joint Iberian response to establish a mechanism to limit natural gas prices within the liberalised market, with the respective adjustment being reflected to cover the losses of electricity producers.

The question is how to determine its merit and whether we are facing a purely regulatory or political decision, and how to combine it with imperatives of encouraging renewable energies, combating climate changes and promoting sustainability.

Keywords: Iberian mechanism, adjustment repercussion, natural gas, electricity, regulation, renewable energies, sustainability.

ÍNDICE

| | |
|--|----|
| I. Introdução | 7 |
| II. A regulação e a comercialização de eletricidade em Portugal | 9 |
| a) Evolução e enquadramento histórico | 9 |
| b) A criação do MIBEL | 14 |
| c) O funcionamento da comercialização da eletricidade num paradigma liberalizado e marginalista e a estrutura do MIBEL | 17 |
| III. O caminho até ao mecanismo excecional para a redução do custo da eletricidade. 20 | |
| a) Os antecedentes que levaram à subida dos preços energéticos com destaque para o gás natural enquanto referência para o valor da eletricidade..... | 20 |
| b) A posição conjunta de Portugal e Espanha na resposta à escalada dos preços do gás natural junto da Comissão Europeia..... | 22 |
| IV. O Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio e demais regulamentação relacionada: efeitos e consequências | 24 |
| a) A formação do preço, a criação e o processamento do mecanismo excecional – Do produtor ao consumidor | 24 |
| b) Limitação do preço e interceção com regulação | 28 |
| V. Balanço e avaliação do mecanismo ibérico numa perspetiva de interesse geral | 33 |
| VI. Discussão sobre o papel do Estado e da ERSE na regulação do preço da eletricidade e na produção de energia elétrica: liberalismo, intervencionismo ou terceira via? | 37 |
| VII. Caminhos alternativos e alteração do atual paradigma de aquisição de energia elétrica. | 44 |
| VIII. Conclusão | 51 |
| IX. Bibliografia | 53 |

I. Introdução

O objetivo desta exposição é realizar uma análise multidisciplinar entre os campos do direito da energia, regulatório e económico com vista a entender, por um lado, a sustentação jurídica da regulação do preço do gás natural com recurso a um mecanismo de limitação dos preços, e por outro lado, as respetivas consequências entre custos e benefícios de objetivos que estão consagrados pelo legislador, e que se prendem com a necessidade de promover uma transição energética sustentável e em respeito das novas gerações.

Dito isto, começaremos por questionar, por que razão houve a necessidade de proceder à regulação do preço do gás natural, e subsequentemente como se processou a mitigação dos preços da eletricidade. É certo que esta não é uma pergunta inocente, e que se prende com um enquadramento geopolítico cuja pedra de toque está na crise energética provocada pela invasão da Ucrânia por parte da Rússia. No entanto, existem outros fatores que estão diretamente associados, tanto à subida do preço do gás natural (e consecutivamente à subida do preço da eletricidade, como teremos oportunidade de explicar *infra*), bem como à adoção de estratégias de limitação do funcionamento do mercado livre, que nos propomos a destrinçar, e que são prévios ao conflito.

Relativamente ao ponto acima referido, torna-se imperativo um estudo dos antecedentes que levaram a que Portugal e Espanha adotassem uma posição conjunta junto das instituições europeias com vista à introdução do mecanismo ibérico prevendo um teto máximo aos preços do gás natural praticados. No entanto, e para que possamos chegar aqui, impõe-se um enquadramento da perspetiva administrativista, e da própria regulação económica, de modo a entendermos como evoluiu a regulação da eletricidade em Portugal e como está estruturado o mercado ibérico da eletricidade, questionando como o mesmo coabita (ou não) com um suposto processo de liberalização da comercialização de energia iniciado há cerca de três décadas.

Assim, requerer-se uma análise detalhada, e porventura algo técnica, sobre como se processa o mercado marginalista de eletricidade, como ocorreu o desajuste entre a oferta e a procura, e que soluções existiam (e continuam a existir) a par do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio.

Por sua vez, e passando para o cerne da nossa dissertação abordaremos o conteúdo do mecanismo ibérico de limitação dos preços do gás natural, assumindo com particular

relevância perceber como se repercute o ajuste dos preços através da compensação prevista para os produtores, e quais as respetivas consequências económicas e jurídicas.

Por fim, dedicaremos também parte da nossa análise a avaliar de que modo os consumidores têm (ou não) sido beneficiados com a introdução do mecanismo, tendo como pano de fundo a problemática de sabermos se estamos (ou não) a prolongar e a promover o uso de combustíveis fósseis em detrimento do uso de energia renováveis, contrariando uma expectativa futura de garantia de sustentabilidade com respeito pelo princípio da solidariedade entre gerações, consagrado na Constituição da República Portuguesa. Como tal, esta dissertação passa também por destrinçar as principais soluções para os problemas elencados, com relevo para a transição para os mercados de capacidade regulados, e o recurso a fontes não poluentes na produção de eletricidade.

II. A regulação e a comercialização de eletricidade em Portugal

a) Evolução e enquadramento histórico

Abordar a regulação do setor energético nunca é tarefa fácil na medida em que existem diversas nuances, agentes de mercado, e interesses, sejam eles públicos ou privados, em jogo. Ademais, estamos no âmbito de um dos segmentos económicos mais importantes a nível global, pelo que o esforço de articulação deve ser contrabalançado por quem opera a produção e distribuição da energia, mas também pelas entidades responsáveis pela regulação do funcionamento e pela atividade destes agentes.

O campo da regulação energética sofreu, na sua história recente, uma evolução intensa, e que passa essencialmente pelo processo de liberalização do setor público económico, que por sua vez levou à privatização de boa parte dos respetivos segmentos do circuito económico.¹

A energia comporta diferentes segmentos e diferentes fontes que têm formas de organização, e mesmo de comercialização distintas. No entanto, e no presente esboço, iremos atender com maior afinco ao setor da eletricidade, ao do gás natural (*power and gas*), que estão intimamente relacionados. Como tal, estamos perante atividades que necessitam de grandes indústrias de rede para assegurar a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização de energia, (sobretudo a energia elétrica), sendo importante ter em conta a separação destas atividades que compõem o setor.²

Ora, com base neste entendimento é importante denotar que esta é a primeira forma de regulação do subsector da eletricidade, e remonta ao séc. XIX com base na doutrina das *essential facilities*. Esta linha de balizamento advém do facto de as atividades inerentes à energia elétrica configurarem, quase na sua totalidade, a natureza de monopólios naturais uma vez que comportam elevados custos infraestruturais, entre outras barreiras (logísticas, físicas, burocráticas e até económicas) que dão vantagem a um determinado

¹ Cfr. FILIPE MATIAS DOS SANTOS, *Tendências Recentes do Direito Administrativo da Energia: A Regulação das Comunidades de Energia (e do Autoconsumo Coletivo) e a Descarbonização Do Setor Do Gás Natural*, in e-Pública Vol.8 No.1, abril 2021, pp.273-274. Disponível em: [Tendências recentes do direito administrativo da energia: A regulação das comunidades de energia \(e do autoconsumo coletivo\) e a descarbonização do setor do gás natural | Published in e-Publica](#).

² Cfr. CHRISTOPHER W. JONES, *EU Energy Law, The Internal Energy Market*, Vol. I, Claey's & Castels, 2006, pp. 8-11. Esta separação em grande escala das atividades que integram subsector da eletricidade tem o nome de *unbundling* e visa assegurar a interoperabilidade de redes numa atividade que normalmente é, à cabeça, monopolista.

concorrente (explorador ou fornecedor) sobre os demais, que em condições normais terão muita dificuldade em operar na lógica do mercado livre.³

A doutrina das *essential facilities* veio precisamente garantir a limitação do abuso excessivo de determinado operador monopolista, sendo que tal se refletia também no próprio preço. Assim, esta linha económica, que teve origem nos Estados Unidos da América, passou a questionar a exclusividade de atividade da empresa dominante para permitir o acesso a infraestruturas (e/ou atividades) consideradas essenciais, de modo a garantir e a melhorar a concorrência no mercado.⁴

Como vimos, este ímpeto de regulação tem origem americana, na medida em que ao contrário do que acontecia na Europa, nos Estados Unidos da América os produtores de eletricidade eram normalmente privados, levando o Estado a instituir este tipo de regulação pública sob a égide do conceito de *public utility*, de modo a atingir um equilíbrio entre os interesses dos usuários que compram e utilizam os serviços das empresas que os produzem, a liberdade de comércio, e o próprio acesso ao mercado e à concorrência.⁵

Ora, não obstante a divergência da natureza dos produtores elétricos para a Europa, o contributo americano para a regulação deu origem a uma convergência ocidental de que o balizamento legal do setor da eletricidade encontra resposta no *unbundling* (separação de atividades), no direito de acesso regulado por terceiros (*third-party access*), e mais importante para o nosso estudo, na definição regulatória de tarifas de acesso e de preços da eletricidade.⁶ Assim, há que destacar que o direito de acesso às infraestruturas que suportam a criação de eletricidade ou gás natural pode ser balizado, ou através de negociação com o Estado, ou, (no paradigma atual de liberalização da economia), através da fixação heterogénea de tarifas de acesso das entidades reguladoras com a finalidade de

³ Vd, FERNANDO ARAÚJO, *Introdução à Economia*, 3.ª edição reimpressa, Almedina Editora, Coimbra, 2014, pp.337 ss.

⁴ Cfr. E. COMBE, *Économie et politique de la concurrence*. Dalloz, Paris, 2005, pp.249.

⁵ Cfr. NEBOT LOZANO, *Competencia y Servicio Publico en la Actividad Electrica: Un Nueven Regimen Juridico*, Madrid, 1998, pp.13 ss. A *public utility* acontece quando um ente privado consagra ou fornece um bem que o interesse público carece ou tem interesse, justificando a regulação, nomeadamente através da atenuação de preço por motivos de justiça relativa.

⁶ *Ob.cit.* FILIPE MATIAS SANTOS, *Temas de Energia: Reflexões de Direito da Energia*, Documentos ERSE (Entidade reguladora dos Serviços Energéticos), 2021, pp. 42-45, Disponível em: <https://www.erse.pt/media/fdkdsj2o/temas-de-energia-reflex%C3%B5es-de-direito-de-energia.pdf>.

garantir o equilíbrio económico-financeiro entre o detentor da infraestrutura, o produtor e os operadores no circuito de distribuição e comercialização da energia.⁷

Tendo isto em conta, e independentemente de os monopólios naturais na eletricidade serem de origem pública ou privada, a necessidade do estabelecimento de tarifas e de “tetos” de preços a serem suportados passa por um corolário de justiça, redistribuição e proibição do arbítrio económico monopolista. Assim, a regulação assente nos preços e tarifas visa por um lado garantir o equilíbrio económico-financeiro entre *players* do mercado, na certeza de que para tal os preços têm que ser superiores aos custos marginais. Dito isto, algumas entidades reguladoras começaram (e mantêm até aos dias de hoje) a utilizar a regra do inverso da elasticidade (*Ramsey-Boiteux*), de acordo com a qual, os preços ou tarifas só devem ser aumentados nos grupos de consumidores com menor elasticidade (procura mais rígida), e que não diminuem excessivamente o consumo do bem em causa devido ao facto de o preço ser superior ao custo marginal.⁸ Com esta nota é fácil pensar que esta solução promoveria quase sem falhas a eficiência económica no mercado da eletricidade, mas no entanto, a realidade mostra-nos outra perspetiva.

A conceção acima descrita foi modificada com o projeto da União Europeia, mais propriamente com base no arquétipo de criação de um mercado interno de energia, que deu origem a um processo que alguns entendem como liberalizador, embora sujeito a regras regulatórias. Neste sentido, um dos maiores alicerces da regulação energética a nível europeu foi a Diretiva n.º 2003/54/CE, cujos principais objetivos rondavam o *unbundling* e a separação de atividades subjacentes ao circuito da eletricidade (*splitting up*), de modo a criar um mercado balizado, em termos de custos e proveitos, não perdendo a sua natureza monopolista natural.⁹

Mais concretamente passando para o exemplo português, as liberalizações das atividades ligadas à eletricidade passaram por um fenómeno de privatizações a partir do final da década de 80, e que ainda hoje perdura. No entanto, e ainda com base na perspetiva regulatória de controlo das atividades que compõem o setor energético, a verdade é que embora muitas destas empresas sejam detidas por privados, o Estado concede aos

⁷*Ibidem.*

⁸ Cfr. RAMSEY, "A Contribution to the Theory of Taxation," in *Economic Journal*, Vol. 37, No. 1, 1927 pp. 47-61

⁹ Cfr VÍTOR SANTOS, "A Regulação do Setor Energético em Portugal: Balanço e Novos Desafios" in *A Regulação da Energia em Portugal 1997-2007*, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2008, pp. 17-26; CARLOS LOBO, *Sectores em Rede: Regulação para a Concorrência*, Almedina, 2009, pp. 67-68; FILIPE MATIAS SANTOS, "O comercializador de último recurso no contexto da liberalização dos mercados de eletricidade e gás natural", in *Revista de Concorrência e Regulação*, Ano V, n.º 18, abril – junho 2014 (no prelo 2015), p.90.

operadores o direito de explorar as infraestruturas e mecanismos adjacentes mediante uma concessão, onde estes privados atuam por própria conta e risco, mas no seio da prossecução do interesse público.¹⁰ Note-se, que não obstante o Estado atuar como concedente, não podendo ter papel interventivo enquanto acionista, não impede que os operadores estejam totalmente sujeitos à regulação económica e supervisão por parte das entidades competentes.¹¹ Conforme elencado por PEDRO COSTA GONÇALVES, esta foi a solução mitigada a que se chegou fruto da liberalização da economia, mas sem que o Estado perdesse a prerrogativa de manter sob o respetivo controlo a regulação setorial do setor energético (bem como de outros), face ao impacto inegável nas necessidades coletivas e interesses difusos adjacentes, apelidando este paradigma de “*reforço da responsabilidade de garantia*”.¹²

Assim, as concessões no âmbito energético não correspondem simplesmente à atribuição de um direito de exploração a um privado, mas sim numa atribuição de desempenhar um determinado serviço e/ou explorar determinada infraestrutura para a satisfação de necessidades coletivas, sob um prisma de cooperação, e porventura a de um verdadeiro exercício de uma atribuição administrativa (não confundir com poderes administrativos), reservando o concedente público a respetiva possibilidade de modificação unilateral da concessão por motivos de interesse público.¹³

Nesta linha de eventos, e tal como o sistema de repartição de “atribuições” no circuito energético está definido, cabe referir que passaram a assumir papel preponderante na regulação e na cooperação internacional entre Estados, as entidades reguladoras designadas para a área da energia, sendo a entidade portuguesa a Entidade Reguladora de Serviços Energéticos (doravante “**ERSE**”).

Concluindo este enquadramento inicial sobre a regulação da energia, e mais propriamente da eletricidade em Portugal, não podemos deixar de dar uma nota sobre a necessidade da existência das tarifas estabelecidas pela ERSE. Dito isto, e bem elencado por FILIPE

¹⁰ Cfr. MARCELLO CAETANO, *Manual de Direito Administrativo, Tomo II – Agentes e bens, Serviços Públicos, Política, Garantias, Processo Administrativo*, Coimbra Editora, 9.ª edição, 1972, p.92.

¹¹ FILIPE MATIAS SANTOS, *Temas de Energia: Reflexões de Direito da Energia*, Documentos ERSE (Entidade reguladora dos Serviços Energéticos), 2021, pp.45, Disponível em: <https://www.erse.pt/media/fdkdsj2o/temas-de-energia-reflex%C3%B5es-de-direito-de-energia.pdf>.

¹² *Ob.cit.*, PEDRO COSTA GONÇALVES – *Regulação, Eletricidade e Telecomunicações*, Coimbra Editora, 2008, p. 168.

¹³ Cfr. MARIA JOÃO ESTORNINHO, *Curso de Direito dos Contratos Público – Um Olhar Português*, Almedina Editora, 2006, pp. 492, A autora reforça que a prerrogativa de modificação unilateral das prestações está relacionada com princípio da prossecução do interesse público, que marca a base do contrato público, implicando por um lado adaptabilidade, mas também garantias para a comunidade.

MATIAS SANTOS, a função da entidade reguladora é, por um lado, regular o acesso às infraestruturas (através das tarifas de acesso) que servem de base às diferentes atividades que compõem o circuito logístico da eletricidade (e do uso global do sistema)¹⁴, mas por outro lado, a ERSE também procede à fixação administrativa de preços finais da venda de energia. Neste último ponto, a fixação das tarifas de venda a clientes finais¹⁵ servirá para acautelar propósitos de defesa dos consumidores, mas também o equilíbrio económico-financeiro num paradigma que inclui as empresas monopolistas como intervenientes.

No entanto, e como teremos oportunidade de verificar ao longo do nosso esboço, a verdade é que embora a função reguladora no setor energético se prenda com uma necessidade de transpor imparcialidade, transparência e justiça relativa no fornecimento de eletricidade, atuando através da discricionariedade administrativa que (em teoria) lhe é inerente¹⁶, este modelo, na nossa opinião não obedece na totalidade ao disposto na Diretiva (UE) n.º 2019/944, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade. Este diploma europeu, mais propriamente no seu art. 5.º, pugna pela livre concorrência entre competidores económicos e por um modelo de fixação de preços assente na lógica do mercado. No entanto, esta realidade de eficiência económica refletida nos consumidores (mas também nos operadores da eletricidade) foi abruptamente posta em causa pelo estabelecimento de um teto máximo aos preços do gás natural praticados (com inserção de repercussão do ajuste nos produtores de energia).

Contudo, e antes de passarmos a estas questões, iremos prosseguir o nosso caminho de contextualização do fornecimento de eletricidade através do estudo do Mercado Ibérico de Eletricidade (doravante “MIBEL”), enquanto palco da compra e venda no (anterior) paradigma liberalizado.

¹⁴ Cfr. FILIPE MATIAS DOS SANTOS, *Temas (...)*, pp. 48. Cabe denotar que a fixação destas tarifas serve para remunerar as atividades monopolistas de forma equitativa.

¹⁵ Onde se inserem os Comercializadores de Último Recurso (CUR) enquanto entidades titulares de licença de comercialização atribuída pela ERSE para assegurar o fornecimento de energia elétrica e/ou gás natural precisamente mediante a aplicação das tarifas de acesso.

¹⁶ *Vd.*, ANA RAQUEL GONÇALVES MONIZ, *Futuro da regulação administrativa: reforço ou enfraquecimento dos poderes reguladores? A Crise do Direito Público*, Instituto de Ciências Jurídico-Políticas da Faculdade de Direito de Lisboa, outubro de 2013, pp. 122-123. Disponível em: [ebook_encontrosdp_31out2013a.pdf \(icjp.pt\)](#).

b) A criação do MIBEL

O processo de liberalização do setor energético é hoje uma certeza que foi potenciada pelo projeto europeu, nomeadamente através da idealização do mercado interno de eletricidade, cujos objetivos foram expostos em diversos documentos exarados pelas instituições europeias desde a década de 80, com o intuito de mitigar a força dos monopólios naturais.¹⁷

Como tal, e tendo por base o paradigma nacional, a verdade é que quando estes avanços começaram a ser discutidos, vigorava em Portugal um sistema de monopólio público que resultava da nacionalização das empresas presente nas concessões privadas, que asseguravam a distribuição de eletricidade através do Decreto-Lei n.º 205-G/75, de 16 de abril, no rescaldo da Revolução, e que criou, nas palavras de SUZANA TAVARES DA SILVA, uma verdadeira “*reserva legal da indústria para o setor público*”.¹⁸

Naturalmente que com o passar do tempo, e com o paradigma liberalizador europeu a avançar, este estado do setor da energia foi revertido para abarcar a iniciativa privada, conforme explícito num dos diplomas mais marcantes à data, o Decreto-Lei n.º 449/88, de 10 de dezembro, que veio rever a lei da delimitação dos setores e pôr fim à dita reserva total da indústria para o setor público das operações de produção, transporte e distribuição da eletricidade.

Ainda assim, o processo de abertura do mercado português à livre competição entre operadores no circuito da eletricidade, ficou marcado já quando Portugal era membro da União Europeia com a entrada em vigor da Diretiva (UE) 96/92, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de dezembro de 1996,¹⁹ criando assim um ambiente mais favorável à criação de mecanismos internos de concentração (e ao mesmo tempo de disputa económica), enquanto primeira aposta no mercado interno de energia.

¹⁷ Vd, Suzana Tavares da Silva, *Direito da Energia*, Coimbra Editora, 2011, p. 32 e *Idem*, *Temas de Direito da Energia – O MIBEL e o mercado interno da energia*, in *Cadernos O Direito*, n.º 3, 2008, Almedina Editora, p.291 ss. Neste âmbito destacam-se o “*Livro Branco sobre o Mercado Interno*” introduzido pela Comissão *Delors*; o “*Livro Verde sobre Política Energética*” e o “*Livro Branco sobre Política Energética*” enquanto bases europeias da liberalização do setor, contemplando a título secundário: 1) reforçar a cooperação e concertação entre Estados; 2) criação de um mercado único; 3) a promoção da sustentabilidade ambiental; e 4) a identificação das responsabilidades da EU em matéria energética.

¹⁸ *Ob.cit.* Suzana Tavares da Silva, *Direito da Energia*, Coimbra Editora, 2011, p. 32 e *Idem*, *Temas de Direito da Energia – O MIBEL e o mercado interno da energia*, in *Cadernos O Direito*, n.º 3, 2008, Almedina Editora, p.281.

¹⁹ Referimo-nos sucessivamente à Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento europeu e do Conselho, que veio revogar a referida diretiva que, por sua vez, foi revogada pela Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009.

Como tal, este processo liberalizador levou a que na península ibérica Portugal e Espanha celebrassem diversos acordos tendentes à unificação dos mercados de eletricidade, que acabaram por se consubstanciar na criação do MIBEL em 2004.²⁰ Antes deste marco histórico no processo de aquisição de energia elétrica, já a estrutura do MIBEL havia sido prevista do prisma da respetiva organização, até porque não obstante a criação ter ocorrido em 2004, (e conforme referido), tanto Portugal como Espanha já tinham celebrado protocolos de entendimento em relação à existência de um mercado conjunto.²¹

Ora, sendo o MIBEL uma alteração de grande impacto no paradigma energético nacional, o legislador criou um regime transitório para o mercado de eletricidade unificado através do Decreto-Lei n.º 184/2003, e do Decreto-Lei n.º 185/2003, ambos de 20 agosto. No entanto, e conforme sublinhado por SUSANA TAVARES DA SILVA, poucos foram os impactos sentidos na medida em que sendo medidas maioritariamente transitórias, apenas destas se viu um vislumbre do conteúdo do diploma, com destaque para a obrigação das entidades concessionárias da Rede Nacional de Transporte de Energia (doravante “RNT”) deverem, à data, assegurar a recuperação dos custos variáveis da exploração das centrais cujos Contratos de Aquisição de Energia (doravante “CAE”) ainda estivessem em vigor, dado que um dos objetivos do diploma era a extinção dos CAE em vigor para acomodar a nova estrutura do MIBEL, o que gerou desconforto entre as entidades concessionárias que se viram numa posição onerosa (e diga-se desproporcional) face ao lapso temporal conferido pelo Governo.²²

Em 2004 chegamos então à celebração do Tratado Entre Portugal e Espanha com vista à implementação do mercado único de eletricidade, o MIBEL. Ainda assim, este não é o modelo do MIBEL que existe hoje. Conforme apontado por diversos autores, o acordo celebrado em janeiro de 2004, denominado de “MIBEL I”, configura uma versão inicial em que se procedeu à caracterização dos intervenientes do mercado, a saber: "(i) os produtores (que produzem a energia elétrica, mas também são responsáveis pela operar as centrais de produção), (ii) os operadores de mercado, de sistema e os transportadores (cuja responsabilidade é assegurar o transporte da energia elétrica, assim como assegurar

²⁰ O acordo para a constituição do MIBEL foi aprovado pela Resolução da Assembleia da República n.º 33- A/2004 e ratificado pelo Decreto do Presidente da República n.º 19-B/2004, ambos publicados em 20 de abril de 2004. Destaca-se também o Acordo de Santiago de Compostela no âmbito da Cimeira Luso-Espanhola em 2004, bem como a revisão do mesmo.

²¹ Cfr. Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade, Disponível em: <https://www.erse.pt/media/wyxfbydm/modelomibel.pdf>.

²² Cfr. SUZANA TAVARES DA SILVA, *Temas de Direito da Energia – O MIBEL e o mercado interno da energia*, in *Cadernos O Direito*, n.º 3, 2008, Almedina Editora, p.285 ss.

a manutenção das centrais de produção), (iii) os distribuidores (cujo papel é distribuir a energia elétrica, operar as estruturas de distribuição que colocam a eletricidade nos pontos de consumo, e residualmente, vender energia a consumidores finais ou outros distribuidores através de tarifa), e por fim (iv) os comercializadores (pessoas coletivas que, acedendo às redes de transporte e distribuição têm como finalidade a venda aos consumidores finais).²³

Adicionalmente, clarificou-se o panorama da contratação de energia, podendo esta ser realizada ou através do mercado spot (intradiário e diário, modalidades que abordaremos ao longo da nossa exposição), ou através do mercado a prazo (celebração de contratos a prazo, com liquidação física da energia contratada à data de vencimento, e numa fase posterior com liquidação exclusivamente financeira), e por fim, através de contratos bilaterais de entrega de energia para o seu fornecimento entre produtores, comercializadores e clientes finais, com um prazo mínimo de um ano.²⁴

Ora, esta versão inicial do MIBEL foi rapidamente revista passados 9 meses, num claro esforço de retificação e tentativa de contrabalançar a posição contratual do Estado Português, sendo que no acordo de outubro ficou estabelecido que deveria ser adquirida, à data, uma percentagem mínima de energia no Operador do Mercado Ibérico Português (doravante “OMIP”), por parte dos comercializadores regulados através do mercado a prazo.

Com subsequentes alterações à percentagem de energia a adquirir, nomeadamente no mercado a prazo, à semelhança do exemplo dado no anterior parágrafo, assim ficou criado o MIBEL, partindo da premissa de ambos os países integrarem os dois mercados, desenvolvendo um único e verdadeiro mercado, através da atribuição de iguais direitos e obrigações aos diversos operadores, e fomentando uma estrutura uniforme de tarifas e da criação de um único operador ibérico de gestão do mercado liberalizado.²⁵ O modelo de mercado assenta na base da liberdade de contratação entre os participantes no mercado, sendo que esta só será restringida na medida do necessário para fomentar um adequado nível de liquidez e de concorrência.

²³ Cfr. SUZANA TAVARES DA SILVA, *Temas (...)*, pp. 285-287.

²⁴ *Ibidem, ob.cit.*, p.290.

²⁵ Cfr. LOURENÇO VILHENA DE FREITAS, *Direito Administrativo da Energia*, 2.^a edição, AAFDL Editora, 2019, pp.87.

c) **O funcionamento da comercialização da eletricidade num paradigma liberalizado e marginalista e a estrutura do MIBEL**

Ora, o objetivo do MIBEL como anteriormente referido foi criar uma plataforma de negociação (leia-se mercado) através da atribuição de direitos e obrigações comuns aos operadores intervenientes, mas também através de uma estrutura uniforme de tarifas através de um denominador comum em termos de gestão do mercado. Neste sentido, o legislador europeu aprofundou a figura do operador (que já existia), passando a prever um regime explícito para o mesmo ao abrigo do Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015 (*Nominated Electricity Market Operator*, doravante “OMIE”), que permite a criação de plataformas para a comercialização de eletricidade.²⁶

No caso ibérico a distribuição dos operadores é fulcral para percebermos a *summa divisio* entre o mercado grossista e o mercado regulamentado. Como tal, o operador do mercado “livre” é o OMIE que tem como função a gestão do mercado diário e intradiário de eletricidade na Península Ibérica (Mercado “*SPOT*”) em acoplamento com os restantes mercados da União Europeia, sendo esta função desempenhada por Espanha.²⁷ Já na jurisdição portuguesa fica OMIP, que gere uma plataforma regulamentada de negociação de derivados de energia, nomeadamente Futuros, *Forwards*, *Swaps* e Opções, cujos ativos subjacentes são eletricidade e gás natural. Porém, este mercado regulamentado tem uma característica associada à natureza dos mecanismos de capacidade, que é a compensação das transações realizadas por uma câmara de compensação denominada OMIClear S. A.²⁸, atuando como contraparte central no mercado a prazo, mas também em operações que tenham por base ativos subjacentes a produtos de base energética.

Ora, o OMIP corresponde ao mercado a prazo consubstanciando um mercado de derivados financeiros que têm como base o preço da energia (como adjacente), em que encontram como respetivo exemplo paradigmático os Contratos de Futuro sobre energia.²⁹

Já o OMIE, enquanto mercado à vista, corresponde a uma plataforma cuja função é estabelecer um perímetro de negociação e de onde decorre a gestão do mercado diário e

²⁶ Cfr. FILIPE MATIAS SANTOS, *Temas (...)*, pp. 45 ss.

²⁷ Cfr. GUSTAVO MARQUES ROCHETTE, *O Mercado Ibérico de Energia Elétrica: O mercado de derivados energéticos e as implicações do Real Decreto 216/2014 em Portugal*. Dissertação apresentada à Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra no âmbito do 2.º Ciclo de Estudos em Direito, na área de Ciências Jurídico-Forenses, pp. 39 ss. Disponível em: <https://eg.uc.pt/bitstream/10316/29106/1/Tese%20Gustavo%20final.pdf>

²⁸ Introduzido pela Portaria n.º 927/2004, de 27 de julho, e renomeado pelo Despacho 17041/2010.

²⁹ Cfr. JUAN SALMADOR SEGURA, *Derecho de la Energia*, ENDESA, La Ley, 2006, pp.324-325.

intradiário para a península ibérica, à semelhança do paradigma no continente europeu.³⁰ A distinção entre unidades a serem negociadas no mercado diário e no intradiário é de que no primeiro as propostas são apresentadas no dia seguinte à negociação, e no segundo as propostas são processadas no próprio dia da negociação.

Feito este excuro, poderíamos pensar que o MIBEL devidamente regulado poderia controlar os preços da energia na Península Ibérica. E poderíamos ter este entendimento na medida em que “supostamente” existe um programa de coordenação entre as autoridades reguladoras ibéricas, a ERSE (Portugal), a Comisión Nacional de Energia (Espanha), bem como pela Comissão de Mercados de Valores Mobiliários (doravante “CMVM”), e a sua congénere espanhola, denominado de “Conselho de Reguladores”.

No entanto, o MIBEL não é um mercado isento de falhas ou críticas, logo desde a sua fundação. Conforme apontou SUZANA TAVARES DA SILVA, os acordos internacionais que deram azo a esta plataforma pautaram-se por uma (já frequente) fraca capacidade de negociação do Estado Português no que à compra e venda de energia diz respeito, a par de uma ausência de regulação no período de implementação (transitório) do MIBEL. A autora aponta, e bem, que para Portugal as condições de entrada foram particularmente nocivas face à disparidade de capacidade de produção instalada de eletricidade face a Espanha, com especial destaque para a inexistência (até aos dias de hoje) de centrais nucleares ou centrais de carvão, o que resulta num aumento do custo da produção de eletricidade. Note-se que estes custos têm propensão para aumentar face a externalidades que infelizmente fazem disparar o custo de produção da energia, mas também em virtude da complexidade da atividade de gestão e manutenção da rede. Por outro lado, é também destacado o risco de viabilidade financeira deste tipo de mercado atendendo à debilidade de subsídios (ou mecanismos de capacidade) atribuídos, a par da aversão dos investidores ao risco que marca o setor.³¹

Já de forma mais gravosa, bem apontado por GUSTAVO MARQUES ROCHETTE, está a introdução do Real Decreto 216/2014, que veio prever em Espanha a alteração do modo de cálculo do preço de energia para o consumidor final, com base na limitação da

³⁰ Cfr. INÊS LINHARES DOS SANTOS MARTINS, *Organização do setor eléctrico em Portugal, o MIBEL e construção dos preços da energia eléctrica no mercado primário*, Relatório de Dissertação de investigação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Instituto Politécnico de Setúbal, p.25. Disponível em: [Organização do Setor Eléctrico em Portugal, o MIBEL e Construção dos Preços da Energia Eléctrica no Mercado Primário \(rcaap.pt\)](#).

³¹ Cfr. SUZANA TAVARES DA SILVA, *MIBEL: O início do embuste*, in Revista CEDOUA, Coimbra, 2004 pp.45-47. A autora refere também, como fundamento do “embuste” a discrepância e falta de harmonização fiscal entre os dois Estados, sendo que Espanha é bastante mais atrativa e competitiva.

possibilidade de inflação do preço no mercado, trazendo-o para o seu valor real numa ótica de mercado regulamentado, em vez de grossista.³² Ora, sendo estas transações feitas no mercado a prazo, com base em derivados, seria de esperar que a respetiva gestão fosse feita pelo OMIP na senda da uniformização de preços no mercado ibérico. No entanto, os acordos internacionais e respetivos aditamentos vieram prever que apenas o OMIE (Espanha) tem competências exclusivas, e para além do mais, o princípio da aditividade tarifária e uniformização dos preços foi excluído dos acordos, para dar lugar ao paradigma dos *“custos em que realmente se tenha incorrido para o abastecimento de energia eléctrica, e ainda tomar como referência os preços dos mercados”* bem como os *“preços dos mecanismos coordenados de aquisição de energia em que participem os comercializadores de último recurso”*. Neste sentido, e com o preço da energia eléctrica a ser calculado de forma diferente, houve uma *“desarmonização”* das tarifas entre os dois países, sendo os interesses portugueses substancialmente prejudicados.

Veremos de seguida, face ao atual paradigma do mercado de energia eléctrica quais as respetivas insuficiências, e que possíveis soluções podem existir face a um aumento descontrolado de preços, que estão também associados ao facto de o MIBEL corresponder a um mercado grossista, liberalizado e marginalista, i.e., onde a última tecnologia a entrar no sistema é aquela que fixará o preço pago, até porque estamos perante um conceito de custos marginais, e, portanto, de custos variáveis.

Como tal, o que importa averiguar é se neste paradigma, e face ao acontecimento de externalidades que fizeram com que a tecnologia que define o preço da energia aumentasse, nomeadamente o gás natural, se as medidas adotadas foram e são (ou não) suficientes numa ótica de repercussão nos produtos, nos consumidores, e nas gerações futuras.

³² Cfr. GUSTAVO MARQUES ROCHETTE, *O Mercado (...)*, pp. 56 ss. Boa parte do inflacionamento dos preços passavam por leilões, denominados leilões CESUR onde o preço pago pelo consumidor contava com a presença de intermediários financeiros através da atribuição dos prémios de risco incluídos na prévia tarifa de último recurso.

III. O caminho até ao mecanismo excepcional para a redução do custo da eletricidade.

a) Os antecedentes que levaram à subida dos preços energéticos com destaque para o gás natural enquanto referência para o valor da eletricidade

Previamente a abordarmos a temática do mecanismo excepcional de regulação do preço da eletricidade é necessário ter em conta que estamos no âmbito da comercialização de energia elétrica. Neste sentido, o circuito económico entre produtor, fornecedor, distribuidor, comercializador e consumidor final sofreu uma evolução, com particular impacto no ímpeto de regulação introduzido pela União Europeia. Dito isto, antigamente os consumidores (que tanto podiam ser clientes finais, comercializadores) pagavam aos fornecedores de energia determinadas tarifas e/ou preços que eram definidos através de regulamento.

Ora, na senda da liberalização dos mercados houve uma transição dos clientes, que antigamente pagavam um preço de forma direta a um produtor, para o mercado livre com duas nuances: A atividade de produção de eletricidade em regime de mercado está associada a um mercado grossista em que quem está do lado da oferta, leia-se o produtor, disponibiliza unidades de energia elétrica, onde a procura está disposta a pagar um preço por Kilowatt por Hora (“KWh”). Por outro lado, e numa lógica retalhista, a comercialização de energia elétrica assenta na competição económica entre concorrentes para assegurar o fornecimento de consumidores.³³ Assim, é um mercado livre e sujeito às variações de preços adjacentes.

Ora, com a tendência crescente para a produção de energia elétrica assente em fontes renováveis o caso ganha outros contornos na medida em que os custos variáveis desta origem normalmente tendem para zero (em teoria), atendendo ao seu carácter reutilizável. No entanto, e embora se pudesse pensar que esta circunstância faria com que os preços ficassem mais baixos, o mercado grossista da energia pauta-se (como já dissemos) pelo facto de a última tecnologia (lógica marginalista) a entrar no mercado/sistema ser aquela que vai fixar o preço pago aos produtores. Neste sentido, existe uma certa vulnerabilidade a oscilações de preço, em que quem sai mais prejudicado, conforme afirma JOÃO CONCEIÇÃO, são, não só os distribuidores e comercializadores, mas sobretudo o consumidor final que já vai ter no preço da eletricidade a incorporação do

³³ Sobre o funcionamento do mercado de energia elétrica, <https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/mercado/>

preço gerado no mercado, bem como os custos intermédios da operação de fornecimento da energia elétrica.³⁴

Em primeiro lugar, a fixação de preços e de tarifas da eletricidade sempre foi definida pela ERSE, inicialmente nos termos do art. 61.º n.º 3 do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro e agora nos termos do art. 5.º-A do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, prevendo a contemplação dos custos associados à utilização de redes, produção de energia, mas também os custos de interesse económico geral (doravante “CIEG”)³⁵. Como tal, e face à irregularidade de recursos renováveis em virtude de fenómenos de alterações climáticas, mas também de externalidades económicas como falta de materiais de origem estrangeira, existe alguma desconfiança sobre que tipo de soluções podem existir para o futuro.³⁶ Aliás, é um erro interpretar a subida dos preços da energia apenas com base no conflito na Ucrânia (que abordaremos de seguida). Muito antes, já o preço da energia vinha a aumentar de forma significativa, e tal deve-se a diversos fatores.

Assim, e como temos vindo a afirmar ao longo da presente exposição, a última tecnologia a entrar no mercado grossista é a que marca o preço a ser pago, e normalmente no contexto europeu esta fonte acaba por ser o gás natural, que tem associados os custos operacionais das licenças de emissão de dióxido de carbono.³⁷ Estas licenças surgem no contexto do sistema de comércio de direitos de emissão da União Europeia (doravante “EU ETS”), funcionado com a definição de um limite máximo de emissões de gases de estufa, para instalações abrangidas pelo EU ETS, devendo este limite ser revisto consoante os objetivos de redução de emissões estabelecidos.

Ora, dentro deste limite máximo as instalações abrangidas podem receber, comprar ou vender licenças de emissão em função das suas necessidades, ou da revisão da sua política de emissões, o que naturalmente impacta o tratamento do gás natural enquanto fonte de energia que envolve a emissão de dióxido de carbono.

³⁴ Declarações do Administrador da Rede Energética Nacional (“REN”) na Cimeira Anual de Energias Renováveis (“APREN”) em 2021. Disponível em: <https://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/seomercado-da-eletricidade-nao-mudar-vamos-ter-picos-de-preco-bastante-intensos>

³⁵ *Ob.cit.*, FILIPE MATIAS SANTOS, *Temas (...)*, pp.75.

³⁶ Com particular relevância para as consequências económicas mundiais da política COVID-19 zero da China, onde o fecho de fábricas em grande escala pôs em risco as exportações de materiais a nível global: <https://www.bloomberg.com/news/features/2022-05-04/six-indicators-that-will-signal-china-is-abandoning-covid-zero>

³⁷ Cfr. *Estudo sobre o Mercado de Licenças de Emissão de CO2*, Conselho de Reguladores, 2020, pp.42-64. Disponível em: https://www.erse.pt/media/d1cnjj14/estudo-do-mercado_mibel_pt.pdf

Tendo isto em conta, e também contrariando uma falsa percepção de que Portugal é pródigo em energias renováveis, parte do aumento do preço da energia antes do ano de 2022 está também associado à necessidade de recorrer e contratar gás natural para a produção de energia elétrica na medida em que as fontes de energia renováveis muitas vezes não são suficientes para dar resposta à necessidade energética porque os recursos naturais de que derivam podem ter uma disponibilidade variável (pensemos por exemplo na produção hidroelétrica num verão de seca extrema).

Esta problemática adensou-se, de forma dramática, com o surgimento do conflito armado entre a Rússia e a Ucrânia onde o primeiro, dos principais exportadores de gás natural do mundo, começou a inflacionar também o preço do gás, levando a um paradigma de preços extremamente elevados para uma Europa à data extremamente dependente, nomeadamente por via do gasoduto *NordStream II*.³⁸E não obstante Portugal não ser dos principais Estados europeus dependentes do gás russo, a verdade é que os restantes fornecedores mundiais, nomeadamente situados em África, como é caso da Nigéria (e que algum modo estão interligados numa rede de matérias primárias energéticas que também envolve a Rússia), acabaram por repercutir o aumento exponencial de preços, levando a uma situação de preços máximos a rondar os 300 euros por megawatt/hora (“MWh”).

b) A posição conjunta de Portugal e Espanha na resposta à escalada dos preços do gás natural junto da Comissão Europeia

Perante este cenário insustentável tanto para consumidores bem como para distribuidores, Portugal e Espanha decidiram adotar uma posição conjunta no que respeitava à subida descontrolada do preço do gás natural.

Assim, ambos os Estados decidiram submeter à Comissão Europeia um mecanismo ibérico que definisse um teto máximo para o preço do gás utilizado na produção de eletricidade em Portugal e em Espanha, situando o preço médio do gás usado na produção de eletricidade, a cerca de 40 euros MWh.

³⁸ Sobre a problemática de dependência energética do gasoduto Nordstream II, FRANCISCO MARIA LOPES DA CRUZ, *Geoestratégia energética na relação União Europeia e Rússia: O caso do Nord Stream II*, dissertação de mestrado apresentada à Universidade Lusófona de Humanidades e Tecnologias, Lisboa, 2022, pp.12 ss. Disponível em : [Microsoft Word - Dissertação Mestrado DRI_Geoestratégia Energética na Relação UE Rússia - Nord Stream II.docx \(ensinolusofona.pt\)](#).

É de fácil intuição por que razão esta resposta foi dada conjuntamente por Portugal e Espanha. Vejamos, conforme já explicado acima, o MIBEL é ibérico e corresponde a uma plataforma grossista de negociação liberalizada do preço da unidade de energia. Como tal, as repercussões negativas do aumento exponencial do preço do gás natural eram sentidas pela península.

Deste modo, a Comissão Europeia aprovou este mecanismo (que veremos de seguida com maior detalhe), que a título inicial estaria em vigor até 31 de maio de 2023, mas que foi prorrogado até ao final do ano de 2023 após nova submissão de pedido por parte de Portugal e de Espanha, ao qual foi dado seguimento por parte da Direção-Geral de Concorrência da UE³⁹, uma vez que o próprio mecanismo acarreta contingências do prisma do direito da concorrência já que para que o mecanismo excecional e a repercussão do ajuste para os produtores (como veremos) funcionem, o mecanismo tem um *ratio* de limitação do livre mercado.⁴⁰

De denotar também que o limite máximo para o preço do gás desde que o mecanismo foi implementado não foi sempre o mesmo, até porque a própria necessidade de efetivação do travão só se dá em períodos de maior oscilação dos preços. Existe uma previsão gradual do aumento de 5 euros por mês, e atualmente o teto máximo situa-se nos 57.2 euros por MWh, sendo que até ao final de 2023 o teto deverá atingir os 65 euros por MWh.

Não obstante este mecanismo não ser sempre utilizado na medida em que existem (felizmente) fases de menor oscilação, a verdade é que este “seguro” ibérico muito provavelmente poderá voltar a ser utilizado no futuro, em outros moldes e com outra previsão legal, uma vez que a própria variação de preços pode tornar acontecer devido a externalidades como sejam conflitos armados, escassez de materiais necessários para a produção de energia elétrica ou de tratamento de gás natural, ou mesmo a própria inflação que também é sentida no setor energético.

³⁹ É importante deixar a nota de que enquanto um dos pilares da União Europeia, a liberdade de mercado e o livre acesso à atividade económica é uma limitação à livre competição entre agentes económicos, o que naturalmente leva a que existam crivos da autoridade da concorrência europeia e nacional. Para um estudo mais aprofundado sobre esta necessidade, MIGUEL MOURA E SILVA, *Integração e direito económico europeu*, AAFDL Editora, 2018, pp. 199 ss.

⁴⁰ *Vd.*, <https://www.erse.pt/media/gxplcu4z/10-perguntas-e-10-respostas.pdf>.

IV. O Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio e demais regulamentação relacionada: efeitos e consequências

a) A formação do preço, a criação e o processamento do mecanismo excecional – Do produtor ao consumidor

Enquanto tradução legislativa da aprovação do mecanismo ibérico supramencionado, o Governo aprovou o Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, diretamente interligado com o MIBEL, com impacto no cálculo do custo da energia no mercado diário e intradiário gerido pelo OMIE, enquanto plataforma de negociação grossista da eletricidade em Portugal e em Espanha.

Note-se que este diploma tem por base atacar e controlar o preço da energia elétrica, mas para tal o exercício que se revela importante é perceber como é que o mesmo é formado e adequado.

Assim, existe um fator que se apresenta como o preço de aquisição da energia cujo sinónimo corresponde ao preço a que o comercializador ou distribuidor adquire a eletricidade, paradigmaticamente no mercado grossista, e outro fator que desemboca nos custos de comercialização e distribuição da energia (aos quais acrescem a faturação e a gestão na relação com o consumidor final).⁴¹

Deste modo, a momento chave para a definição e do preço no qual recai o mecanismo excecional corresponde à compra de eletricidade do comercializador no mercado liberalizado, onde posteriormente, e seguindo o normal racional económico, iria repercutir este preço no preço cobrado aos consumidores, que se traduz, em suma, no custo da eletricidade.⁴²

Como tal, o mecanismo de ajuste do preço aplica-se no mercado *spot* (OMIE), já que é nesta plataforma (seja diária ou intradiária) que é definido o preço e que é aplicável às transações completadas conforme indicado no art.3.º n.º 1 do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio.⁴³

Por outro lado, a energia elétrica corresponde a um bem completamente homogéneo, sem desprimor da respetiva possibilidade de obtenção com recurso a uma grande variedade de

⁴¹ *Vd*, Parecer do Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República N.º PGRP00003245, sobre a problemática dos custos na formação de preços.

⁴² Cfr. FILIPE MATIAS SANTOS, *Temas (...)*, pp.47-53.

⁴³ Cfr. GUSTAVO MARQUES ROCHETTE, *O Mercado (...)* p.8.

fontes primárias, sejam elas renováveis ou não renováveis, correspondendo por isso àquelas que já se encontram na natureza e que progressivamente levam à produção de energia e subsequente venda no mercado grossista.

O mercado assenta na premissa incontornável de que estamos perante um bem que não pode ser armazenado em quantidades excessivas⁴⁴, pelo que os produtores vão aproveitar ao máximo a janela de oportunidade no mercado para escoarem o bem produzido, sob pena de este se dissipar e tal acarretar custos que não justificam a produção.

É a este mercado que os produtores se vão dirigir para apresentar as ofertas para cada período horário, definindo a quantidade e preços.

As ofertas são colocadas, e aquela cujo preço da unidade de energia é o valor mais baixo é colocada na rede em primeiro lugar, criando assim uma base de referência que em condições normais servirá para ajustar a oferta e a procura até um valor de equilíbrio em que a eletricidade é comercializada.⁴⁵

Alcançado esse equilíbrio, o preço mais alto a ser colocado na rede, que será o último a ser colocado tendo em conta a procura, será o chamado preço-horário *spot* que será determinado pela procura àquela hora, bem como pela capacidade de geração, de transmissão e de distribuição (cujos custos podem também ser variáveis).⁴⁶ É neste preço que estão baseadas todas as transações efetuadas no mercado, ou seja, este vai determinar o preço que é recebido, por unidade de energia, por todos os produtores a operar nesse período de tempo.

Quer isto dizer que o valor de aquisição da última unidade oferecida para cobrir a procura num determinado período, determinará preço de aquisição cobrado a qualquer adquirente que se dirija ao mercado, independentemente da fonte primária que levou à produção da unidade da energia em causa e independentemente do seu preço de custo. Daí que se refira muitas vezes ao mercado grossista da eletricidade como sendo um mercado marginal.

Ora, o problema do aumento de preços que surgiu – (e que o mecanismo pretende acautelar) - deriva, por um lado, da recuperação da atividade económica pós-pandemia, que leva a um grande aumento da procura de energia e, por outro, da invasão da Ucrânia por parte da Rússia, que levou a que o preço do gás natural disparasse, daí resultando que

⁴⁴ *Ob. Cit.*, SUZANA TAVARES DA SILVA, *Direito da Energia*, Coimbra Editora, 2001, p.131.

⁴⁵ International Energy Agency, *Electric Market Reform: an IEA Handbook 2000*, p.47.

⁴⁶ Cfr. GUSTAVO MARQUES ROCHETTE, *O Mercado (...)* p.40.

os custos da eletricidade sendo produzida através desta fonte se demonstre muito mais dispendiosa.

Tendo em conta a essencialidade do bem em causa e do peso, (no cômputo geral), da eletricidade produzida através de gás natural, a procura acaba por corresponder aos preços mais elevados, fazendo com que o preço *Spot* acompanhe o aumento do preço, resultante do aumento dos custos variáveis deste tipo de produção.

Aumentando o preço *Spot*, como já se deduziu, quer dizer que o preço que todos produtores vão receber nesse período por unidade de energia vendida, será igual ao valor da unidade de energia produzida através das centrais a gás, suportando os consumidores tal custo.

A forma de combater este crescente aumento de custos da eletricidade que os Estados da península ibérica encontraram, foi limitar o preço do gás que é tido em conta por parte dos produtores aquando da oferta, fazendo com que o custo variável que é utilizado no cálculo do preço de aquisição a cobrar por parte dos produtores tenha um teto máximo.

O Decreto-Lei n.º 33/2022 determinava à data de entrada em vigor, que deve ser tido em conta um valor inicial de 40€/MWh (cfr. alínea c) do nº1 do art.º 4 do Decreto-Lei), valor que a partir do sétimo mês de aplicação do mecanismo, aumenta 5€/MWh por mês (cfr. nº5 do art.º 4 do Decreto-lei). Tendo em conta este limite, previa-se que face aos preços face às condicionantes de mercado presentes nesta data, o preço final grossista de eletricidade se situasse entre 120 e 130€/ Mwh.⁴⁷

Esta medida traduz-se na absorção do encargo financeiro que representa a aquisição do gás por parte das centrais, e apesar deste valor ser superior ao teto máximo fixado por lei, o adquirente tem de fazer ofertas de venda de energia a um preço mais reduzido, o que naturalmente cria um intervalo entre preço de aquisição e o preço de revenda que impossibilita que o adquirente consiga obter um balanço positivo, e muito menos lucro (face aos custos de armazenamento e manutenção da energia). Esta realidade é a base da discussão sobre a repercussão do ajuste do preço que veremos mais à frente.

Assim, e uma vez que a energia produzida por centrais a gás ser aquela que produz a unidade de energia a um custo marginal mais elevado (sobretudo tendo em conta as

⁴⁷ *Ob. Cit*, JOÃO MARQUES MENDES, *Mecanismo.excepcional de limitação do preço grossista da eletricidade*, Nota Informativa PLMJ, 2022, p.3. Disponível em: [NI Mecanismo excepcional de limitacao do preco da eletricidade.pdf \(plmj.com\)](https://www.plmj.com/pt/pt/Notas-Informativas/NI-Mecanismo-excepcional-de-limitacao-do-preco-da-eletricidade.pdf) .

circunstâncias atuais) – o preço *spot* da energia no mercado irá diminuir por imperativo legal, o que se repercutirá sobre todas as unidades de energia adquiridas.

Note-se, porém, que o escopo de aplicação do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio apenas abrange os centros electroprodutores termoelétricos e que se traduzam em centrais de ciclo combinado a gás natural e às instalações de co-geração (cfr. Alínea a) e b) do art.2.º), numa nítida demonstração da prevalência daquela que atualmente é a maior fonte de produção e energia elétrica, e que por sinal tem mais custos variáveis na respetiva operação: as centrais de gás natural.

Note-se que num fundo geral, e centrando a aplicação do mecanismo ibérico ao caso português, este teto máximo aplicável tem um objetivo único de assegurar (como já dito previamente) que quando o gás natural seja a tecnologia marginal que defina o preço (e seja a tecnologia mais cara), o preço de mercado do OMIE não ultrapasse o limite legalmente estabelecido. Há, portanto, uma redução do preço grossista da eletricidade, a par de uma limitação dos ganhos das centrais que vendem energia nos mercados, e que justifica a repercussão do ajuste, como veremos.

Ainda assim, e uma questão que paira sobre um ponto omissivo no Decreto-Lei n.º 33/2022 de 14 de maio é saber se as centrais de fontes não poluentes, ou pelo menos mais sustentáveis como sejam as centrais hidroelétricas, podem oferecer acima do preço praticado pelas centrais a gás natural (apesar do respetivo consumo estar isento do custo de liquidação do ajuste (cfr. art. 7.º do Decreto-Lei n.º 33/2022)).

A nossa opinião é de que tudo aponta para uma resposta positiva, mas na realidade, e no presente momento, as centrais hidroelétricas já oferecem a um preço próximo das centrais a gás natural, com alguns custos de manutenção, o que por motivos de racional económico também poderá levar à redução do preço da oferta das centrais hídricas por via da fixação do teto máximo ao gás. No entanto, sabemos que o Decreto-Lei n.º 33/2022 de 14 de maio a determinado momento deixará de estar em vigor (possivelmente no final do ano de 2023), e voltaremos a estar sujeitos ao funcionamento do mercado, com todos os riscos proporcionados por externalidades que já conhecemos. Assim, e caso não exista iniciativa do legislador para, de algum modo, dar seguimento à regulação dos preços da energia, restam-nos questões como – Será que este mecanismo não favoreceu apenas um prolongamento da produção de eletricidade com recurso a uma fonte não renovável (em detrimento de outras)? E se neste seguimento não existem outros caminhos (inclusive já

previstos na legislação portuguesa) que potenciem mercados regulados e a promoção de fontes renováveis cujos custos podem ser elevados no início, mas pelo seu carácter tenderão para zero, ao abrigo do princípio da sustentabilidade consagrado na nossa Constituição?⁴⁸

Feito esta “à parte”, acreditamos que seja importante perceber como é que o mecanismo se processa na prática, e mais propriamente o seu impacto em relação ao consumidor final.

A primeira questão que surge prende-se com a necessidade de um consumidor saber qual o valor de ajuste do MIBEL, sendo que este pode ser encontrado junto da Direção Geral de Energia (doravante “DGEG”), calculado através da média diária do mês anterior. É, contudo, de destacar que esta média depende sempre do valor da faturação de cada consumidor, sendo variável entre dia 1 e 31 do mês anterior, assim como do dia 12 ao dia 12 do mês subsequente.

No entanto, este processamento prático cuja finalidade era libertar um pouco o custo financeiro associado à desregulação do preço da energia, acabou mesmo por não se confirmar em muitos casos na medida em que os próprios comercializadores podem refletir este ajuste às faturas dos consumidores domésticos, através da repercussão de ajuste (cfr. art.5.º n.º 2 do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio).⁴⁹

b) Limitação do preço e interceção com regulação

Como dito anteriormente, os produtores aos quais é aplicável o mecanismo excepcional devem suportar a diferença entre o preço do gás e o limiar máximo fixado pelo Decreto-Lei n.º 33/2022. No entanto, terão direito a uma compensação através de um ajuste que irá recair sobre consumidores de energia elétrica, sendo em teoria estes menos beneficiados com este mecanismo.

Cabe denotar que os intervenientes que adquirem energia elétrica não ficam na posição em que se encontravam antes do mecanismo ser implementado. Esta é uma decorrência óbvia tendo em conta que em condições desreguladas, e de liberalização do mercado, a

⁴⁸ *Vd.* JORGE MIRANDA, *O princípio constitucional da sustentabilidade*, in Estudos de homenagem ao Prof. Doutor Jorge Miranda, obra coletiva, II, Coimbra, 2012, pp. 405 ss.

⁴⁹ Durante a utilização do mecanismo, muitos operadores cobraram negativamente o custo do ajuste nas faturas da eletricidade aos consumidores, levando algumas associações a pronunciarem-se sobre este tema. Cfr. [Ajuste MIBEL: eletricidade custa mais 9 a 15 euros por mês \(proteste.pt\)](https://www.proteste.pt/pt/eletricidade-custa-mais-9-a-15-euros-por-mes).

unidade de energia seria vendida através de um preço substancialmente mais elevado associado ao gás natural, e a par e passo da maior procura energética no pós-pandemia, influenciando negativamente o preço *Spot*, apesar de o gás natural nem ser, (como sabemos), a única fonte da qual se pode produzir eletricidade.

Assim, verifica-se a diminuição do preço *Spot*, i.e., o preço negociado no mercado grossista e aplicável às unidades de energia com base no simples pressuposto de que o fator variável, e que corresponde à componente lucrativa dos produtores de eletricidade, a qual não contestamos ao abrigo da livre iniciativa privada consagrada no art.61.º n.º 1 da Constituição, foi limitada legalmente (sem prejuízo da compensação através da repercussão do ajuste).⁵⁰

E antes de passarmos à análise da repercussão do ajuste, a verdade é que uma limitação legal de preços, contrariando a liberdade de mercado em termos normais, ou seja, com intervenção do Estado, corresponde a um ímpeto regulatório destinado, como aponta VITAL MOREIRA, a evitar falhas de mercado (*market failures*), mas que neste caso não se prende propriamente com a indústria de rede (tendencialmente monopolista) que suporta o ciclo da eletricidade, mas sim com externalidades negativas conforme já elencado.⁵¹

No caso da energia, a frequente necessidade de regulação, bastante mais patente no caso do mecanismo excepcional de limitação do preço do gás natural, ganha reforço com base na ideia de estarmos perante um *serviço de interesse económico geral* (“**SIEG**”)⁵², pois é um setor que comporta serviços considerados essenciais para a generalidade da população, e cuja provisão deve assegurar tendencialmente a comunidade. É absolutamente irrelevante para esta análise proceder a um juízo sobre a natureza jurídica deste tipo de serviços, porque independentemente de estarmos perante serviços 100% assegurados pelo Estado ou detidos por privados, a liberalização do acesso a determinadas atividades económicas é um paradigma já desde a década de 80, mas que se tornou constitucionalmente consagrada desde a revisão constitucional de 1997, onde a abertura

⁵⁰ Por referência a esta abertura à iniciativa privada, cabe deixar a importante nota que tiveram também as concessões de serviço público, nomeadamente porque falamos de atividades de direito exclusivo (p.ex: distribuição de eletricidade.- REN). Sobre esta questão, LINO TORRAL, JOÃO DE OLIVEIRA, *Concessões de Atividades Públicas e Direito de Exclusivo*, in Revista da Ordem dos Advogados, ano 72, IV – Lisboa, 2012, pp. 1098-1112.

⁵¹ Sobre o Estado Regulador, VITAL MOREIRA, *A Mão Invisível: Mercado e Regulação*, Coimbra, Almedina Editora, 2008, pp.13 ss.

⁵² VITAL MOREIRA, *Regulação Económica, Concorrência e Serviços de Interesse Geral*, Estudos de Regulação Pública – I, Coimbra Editora, 2004, pp. 547-563.

de setores inicialmente exclusivamente públicos, passou a ser igualmente aceite junto de privados, permitindo uma maior amplitude de liberdade conformadora do legislador ordinário, e o verdadeiro primeiro passo para a existência de direito regulatório.⁵³

Esta construção é a *ratio* que sustenta o porquê, por um lado do limite legal ao preço, mas por outro, da necessidade da existência da compensação económica que compense quem é afetado. Assim, e retomando a discussão sobre a repercussão do ajuste, a ideia subjacente é de que os custos inicialmente incorridos se acabem por refletir na fatura do consumidor final, ainda que em termos absolutos exista uma redução do preço da eletricidade no mercado. De acordo com o Decreto-Lei n.º 33/2022, a diferença que agora é paga aos centros produtores de gás natural - a dividir por todos aqueles que adquiriram energia no mercado de energia - anteriormente era paga por cada um dos adquirentes para cada uma das unidades de energia, independentemente do seu meio de produção. Quando os comercializadores pagam o ajuste, estão a pagar às centrais a gás, no fundo, os custos que estas internalizam com a subida do preço do gás, mas, ao fazerem-no, estão apenas a pagar o preço para parte da energia, que anteriormente pagariam em qualquer unidade comprada. Veremos por que razão este sistema está enviesado já que sendo o comercializador quem suporta secundariamente o ajuste, e havendo omissão de previsão legal que o impeça de repercutir o encargo no consumidor final, chegamos a uma espécie de malabarismo legislativo.

Vão ficar, no entanto, excluídos do pagamento deste ajuste aqueles que tenham celebrados contratos de fornecimento de energia elétrica a preços fixos celebrados antes de 26 de abril (cfr. n.º 2 do art.º 7 do Decreto-Lei n.º 33/2022). Esta disposição faz todo o sentido, já que o objetivo é que a diferença de preço de aquisição da eletricidade produzida nas centrais a gás seja imputada àqueles que vão beneficiar diretamente da descida do preço do mercado. Estes contratos, denominados CAE, pressupõem a fixação do valor da venda a um preço imóvel (*preço strike*), que deve perdurar por um intervalo temporal, por referência ao que consideram que se venha a tornar no preço de mercado (*preço spot*).⁵⁴

Esta opção que ficou fora do dispositivo legal mais não é que um exercício de coerência. Afinal de contas, a fixação de um preço fora das oscilações do mercado grossista e

⁵³*Ibidem.*

⁵⁴*Ob.cit.*, GUSTAVO MARQUES ROCHETTE, *O Mercado (...)* p.48.

liberalizado é um comportamento de índole privada, em que as partes assumem o risco. Assim, se o preço acordado for superior ao preço grossista, o produtor terá direito à diferença, mas se por acaso o preço acordado for inferior ao preço de mercado, o comprador adquire a eletricidade um preço inferior.⁵⁵

Assim, e saudando a prudência do legislador em preservar a autonomia privada, cabe também deixar a nota de que a aplicação do mecanismo excecional e da respetiva repercussão do ajuste não beneficia nestes casos o comprador de energia que continua a comprar ao mesmo preço, sendo que ser-lhe imputado o ajuste seria contraproducente (nomeadamente do prisma financeiro).

Fica assim de fora um universo de modalidades de aquisição de energia que não sejam efetuadas no mercado grossista (OMIE). No mercado gerido em Portugal, o OMIP, admite-se a negociação de derivados que é uma das alternativas.

Conforme já explícito acima, é no OMIP onde cabem os Contratos de Futuros, onde o preço é acordado tendo como base um *“contrato a prazo negociado no Mercado, em que as partes se obrigam a comprar ou a vender um Ativo Subjacente, em quantidade e qualidade padronizadas, em data e local predeterminados, a um preço acordado no presente, estando sujeito a liquidação diária de ganhos e perdas no Período de Negociação”*⁵⁶.

É evidente que, não sendo exercida a opção, a aquisição de energia e o seu preço deixam de estar abrangidos pelo contrato, pelo que o mecanismo já vai atuar e o adquirente já irá beneficiar do mecanismo excecional, pelo que não estarão excluídos pelo n.º 2 do art.º 7 do Decreto-Lei n.º 33/2022.

Por fim, cabe deixar apenas uma breve nota para o Decreto-Lei n.º 21-B/2023, de 30 de março, que veio estender o mecanismo ibérico de limitação do preço da eletricidade até ao final do ano de 2023. Sem grandes surpresas, o diploma que altera o Decreto-Lei n.º 33/2022, não traz novidades de maior porte, com exceção da introdução do novo n.º 14 do art.7.º com a seguinte redação: *“Os agentes de mercado que abasteçam consumidores com coberturas celebradas diretamente nos termos do n.º 8, sendo responsáveis pelo respetivo reporte, devem obrigatoriamente repercutir no consumidor respetivo a isenção*

⁵⁵ OMIP, Regulamento de negociação, n.º 23, art.º 2, *“Contrato a prazo realizado fora do mercado em que as partes se obrigam a comprar ou a vender um Ativo Subjacente, nas condições acordadas entre si”*.

⁵⁶ OMIP, Regulamento de negociação, n.º19, art.º 2.º

do custo da liquidação do valor do ajuste de mercado que tenha sido comunicada e aceite". Numa perspetiva mais benéfica, mas ainda assim insuficiente, vemos finalmente o Governo a assumir a isenção da liquidação do ajuste, mas apenas em contratos que abrangem coberturas e instrumentos derivados, ficando esta isenção do impacto da repercussão do ajuste ao consumidor final ainda despida da proteção que consideramos ser a mais equilibrada, até porque sabemos que o recurso ao mercado grossista tem muita adesão.⁵⁷

Por outro lado, e apesar de atualmente haver uma previsão da limitação do preço referência da eletricidade a fixar-se nos 65€/Mwh, a verdade é que desde fevereiro de 2023 que o mecanismo não é utilizado, e tal deve-se a uma grande estabilização do preço do gás natural, fruto da alteração do paradigma europeu de dependência do gás russo, e recurso a outros fornecedores, tendo levado uma situação de normalidade.

Ainda assim, sabemos que as externalidades não se circunscrevem apenas a conflitos armados. Existem diversos fatores, incluindo a própria inflação ou crise de materiais, que podem levar a um aumento (talvez não exponencial) mas impactante, que leve novamente a uma desregulação do preço da eletricidade no mercado grossista. Após analisarmos qual o balanço junto dos produtores e comercializadores até ao presente momento, cabe estabelecer um pensamento crítico sobre o que está para lá da vigência do Decreto-Lei n.º 33/2022, e se existem já dispositivos legais que deem não só continuidade à regulação do preço da energia, mas também à prossecução de imperativos públicos de salvaguarda da sustentabilidade e da equidade intergeracional.

⁵⁷ Acompanhando o ímpeto liberalizador desde finais do século XX., os mercados livremente abertos à concorrência são os mais apelativos para os produtores, mas também para os adquirentes que os pretendem colocar as unidades o mais rapidamente possível no circuito para obter margens em tempo útil através da comercialização e fatura do consumidor final. *Vd, GUSTAVO MARQUES ROCHETTE, O Mercado (...) pp.18-21.*

V. Balanço e avaliação do mecanismo ibérico numa perspetiva de interesse geral

Como já verificámos, o custo do mecanismo é pago pelos beneficiários do consumo de energia elétrica de acordo com o Decreto-Lei n.º 33/2022. Por sua vez, o diferencial do preço é suportado por consumidores que beneficiam do mecanismo, i.e., consumidores que têm ofertas comerciais com indexação ao mercado diário (*spot*) e novas contratações, para antes do limiar estabelecido de aplicação do mecanismo para contratos celebrados antes de 26 de abril de 2022, e mais recentemente para instrumentos de cobertura celebrados depois de 26 de abril de 2022 e antes de 7 de março de 2023 e referentes ao período compreendido entre os meses de maio e dezembro de 2023.⁵⁸ Na prática, os beneficiários da medida são os consumidores que tenham iniciado ou renovado um contrato de fornecimento de eletricidade de preços dentro dos períodos temporais acima referidos.

Naturalmente que no papel este modelo parece não ser o melhor para os consumidores que acabam a pagar as perdas dos produtores e demais agentes de mercado no mercado da eletricidade, o que inclusive motivou à data da entrada em vigor do diploma algum ceticismo por parte do setor elétrico, levando mesmo a trocas de declarações entre o Governo, ERSE e *players* do mercado, sobre a premissa de que os consumidores domésticos iriam suportar o mecanismo ibérico. A resposta, surge em comunicado da ERSE a 31 de julho de 2022⁵⁹ alegando que *“a quantidade de energia destes fornecimentos que beneficiam de preços de eletricidade controlados, e que serão chamados a pagar o custo do ajustamento deste mecanismo, foi em junho e julho, respetivamente, de 18% e 29% do total nacional, sendo maioritariamente consumo industrial”*.

Assim, foi constantemente reiterado que a repercussão afetava mais o setor industrial, e que relativamente aos consumidores domésticos com contratos de taxa fixa a parcela de suporte de custos não poderia ser cobrada, com garantias de que a ERSE poderia atuar em casos de cobrança indevida.

Contudo, importa levantar algumas questões neste domínio:

Não existe previsão legal específica que impeça que os custos do ajuste ao mecanismo ibérico excepcional não sejam imputados a consumidores domésticos, e naturalmente esta

⁵⁸ Cfr. n.º 2, art 7.º do Decreto-Lei n.º 33/2022.

⁵⁹ Disponível: [comunicado-mecanismo-ibérico-gás.pdf \(erse.pt\)](#).

decorrência deriva da circunstância de existirem consumidores que não são industriais e que estão dependentes da aquisição de energia no mercado grossista.

Ora, a fixação de preços e de tarifas da eletricidade é definida pela ERSE (como previamente elencado) e prevê a contemplação dos custos associados à utilização de redes, produção de energia, mas também os CIEG.⁶⁰ Como tal, e face à irregularidade de recursos renováveis em virtude de fenómenos de alterações climáticas, mas também de externalidades económicas como falta de materiais de origem estrangeira, chegámos a um ponto em que a produção de eletricidade com recurso a gás natural aumentou exponencialmente, justificando um aumento dos preços, e consubstanciando a revisão anual das tarifas da eletricidade.⁶¹

Ainda assim, cabe não perder de vista que a ERSE dispõe de competência de fixação das tarifas, naquilo que ANA RAQUEL GONÇALVES MONIZ entende ser um exercício de “*ampla discricionarietà administrativa*”, conjugada com elementos de vinculação legal.⁶² Aliás, a própria índole do sistema tarifário prende-se com a defesa dos direitos dos consumidores e a garantia do equilíbrio financeiro das empresas, tendo por base princípios como a transparência, a eficiência, a uniformidade tarifária e a não discriminação em função do território.⁶³

Este conceito de discricionarietà regulatória (*Regulierungsermessen, regulatory discretion*)⁶⁴ assenta na ideia de que o regulador (para o nosso caso a ERSE), dispõe de uma larga margem de escolha e de conformação face aos interesses públicos e privados em determinado setor. Na opinião de ANA RAQUEL GONÇALVES MONIZ esta liberdade das entidades reguladoras assenta em prerrogativas de avaliação e contextos de risco, caracterizados pela necessidade de juízos técnicos e de prognose.⁶⁵ Aliás, esta atuação pauta-se também por instrumentos normativos de índole administrativista, ainda que sem tipicidade, como os despachos e diretivas onde estão reguladas as tarifas da eletricidade, e mesmo do gás natural.⁶⁶

⁶⁰ *Ob.cit.*, FILIPE MATIAS SANTOS, Temas (...), p.75.

⁶¹ *Vd.* [Já chegaram as subidas de preços na eletricidade e gás. Saiba o que muda – ECO \(sapo.pt\)](#).

⁶² *Vd.* ANA RAQUEL GONÇALVES MONIZ, *Futuro da regulação administrativa* (...) pp-125-128.

⁶³ Princípios explicitados também no Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto (Regulamento Tarifário).

⁶⁴ *Vd.* ANA RAQUEL GONÇALVES MONIZ, *Futuro da regulação administrativa* (...) pp-121-123.

⁶⁵ *Ibidem.*

⁶⁶ *Cfr.* JOÃO NUNO CALVÃO DA SILVA, *Responsabilidade dos reguladores na fixação e controlo das tarifas*, O Direito, ano 143, n.º 3, junho de 2011, pp. 507-544

Contudo, oferece-nos esboçar um entendimento de que a discricionariedade regulatória nem sempre é um espaço amplo do regulador, e a inserção do mecanismo excepcional de regulação ao preço do gás natural é exemplo proeminente disso mesmo. Vejamos, perante um conjunto de externalidades como a dependência do gás natural para a produção de energia elétrica, ao conflito entre a Rússia e a Ucrânia, pouco ou nenhum espaço de conformação administrativo-jurídica ficou para o regulador. Pelo contrário, podemos mesmo indagar se esta “discricionariedade regulatória” não acabou por ficar obliterada pela decisão política adotada conjuntamente por Portugal e Espanha.

Sem qualquer tipo de juízo de valor em relação à atuação do Governo neste ponto, houve aqui um limite claro à respetiva margem de conformação e de decisão da ERSE, onde não houve tempo ou espaço para juízos de prognose ou avaliação de riscos por parte do regulador.

Por outro lado, e já numa posição a jusante, é importante denotar o papel regulatório que é desenvolvido pela ERSE no que concerne a aprofundar e esclarecer através de diversos instrumentos normativos toda a conjuntura jurídica que sustenta o Decreto-Lei n.º 33/2022, que concretiza o funcionamento não só do mecanismo, mas também da própria repercussão do ajuste.⁶⁷

Prosseguindo esta análise sobre a regulação do setor e a sua interligação com a problemática em estudo, nos últimos 15 anos tem existido uma tendência crescente para a regulação do setor energético com particular relevo para o equilíbrio da concorrência no mercado, a par do controlo dos preços praticados conforme apontado por PEDRO COSTA GONÇALVES.⁶⁸ Neste sentido, ganhou importância o Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de julho que prevê a criação de um mecanismo regulatório, para assegurar a boa competição entre operadores do mercado grossista, com incidência nos CIEG ligados à tarifa de Uso Global do Sistema. Ora, o impulso legislativo e regulamentar até ao ano de 2022 foi no sentido de aprofundar este mecanismo para corrigir potenciais desequilíbrios entre produtores e evitar que o funcionamento anómalo do mercado, com base em fatores endógenos, prejudicasse os consumidores portugueses.

Para tal serviu até há pouco tempo o Decreto-lei n.º 104/2019, de 9 de agosto (bem como os subsequentes despachos e diplomas adjacentes) no sentido de clarificar as questões

⁶⁷ Em particular a Diretiva n.º 18/2022 e Despacho n.º 9799-B/2022, de 8 de agosto da ERSE.

⁶⁸ Cfr. PEDRO COSTA GONÇALVES – *Regulação, Eletricidade e Telecomunicações* (...) p.48-50.

aumentos com base no impacto de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia na formação de preços médios de eletricidade no mercado grossista.⁷²

Como já referimos anteriormente, estes problemas aumentaram de forma exponencial com as alterações abruptas que o setor energético, em particular o gás natural, sofreu nos primeiros meses de 2022.

Atualmente, já no virar para a segunda metade do ano de 2023, onde se tem verificado uma grande estabilização dos preços do gás natural, e conseqüentemente do preço da eletricidade, o mecanismo ibérico hoje é pouco ou nada utilizado face ao que aconteceu no decurso do último ano.

No entanto, a questão que impera é se o atual cenário é um convite a embarcarmos novamente num modelo liberalizado de aquisição de energia produzida no mercado grossista, ou se, por outro lado existe uma (ou mais alternativas) que evitem situações que acabem por afetar negativamente os consumidores.

VI. Discussão sobre o papel do Estado e da ERSE na regulação do preço da eletricidade e na produção de energia elétrica: liberalismo, intervencionismo ou terceira via?

Na segunda década do século XXI seria altamente polémico defender qualquer posição contra alguma liberdade que esteja associada à atividade de produção de eletricidade.

Aliás, a liberalização deste setor está, como vimos no início da nossa dissertação, umbilicalmente associada ao processo de *unbundling* que tem que caracterizar o circuito económico da eletricidade, de modo a mitigar a circunstância de estarmos perante uma atividade que depende de uma rede física, única e contínua e que em circunstâncias normais leva a que exista um monopólio natural.⁷³

No entanto, sabemos que esta liberalização opera e deve operar nas atividades a montante e jusante do próprio processo de produção e de transporte de energia já que estes

⁷² *Vd.*, Despacho n.º 6398-A/2021, de 25 de junho; Despacho n.º 9974/2021, de 27 setembro; Despacho n.º 9975/2021, de 27 de setembro e Despacho n.º 1322/2022, 23 de dezembro.

⁷³ Cfr. MARIANA ISABEL DIAS LOURENÇO, *O setor da eletricidade em Portugal - O papel da EDP Soluções Comerciais*, Coimbra Editora, 2010, p.142.

correspondem precisamente ao monopólio de que falamos.⁷⁴ Assim, o que a situação vivenciada nos demonstrou é que nem mesmo os próprios *players* que não estão envolvidos nas atividades primárias do setor, é que estas mesmas atividades acabam por refletir as circunstâncias endógenas que levaram ao aumento dos custos de produção, refletindo o reverso da medalha nos consumidores, que mesmo assim ficaram sujeitos a um mecanismo que processa a repercussão do ajuste nos respetivos beneficiários (sejam eles consumidores domésticos ou industriais).

Assim, existem três princípios que num juízo de prognose, mesmo estratégico, devemos abordar para a regulação do setor da eletricidade, e que estão intimamente ligados com uma escolha, não tanto jurídica, mas verdadeiramente executiva.

Começando pelo princípio da eficiência, estamos perante pilar da decisão administrativa com consagração constitucional que se retira do art.267.º n.º 2 da Constituição, e que se subdivide entre imperativos de celeridade, *accountability*, mas também de Estado Social e de prossecução do interesse público.⁷⁵

Perante isto, e na esteira de FILIPA URBANO CALVÃO consideramos ser um dever da Administração, não só central, mas também independente, como é caso das entidades reguladoras, levando a que os decisores administrativos estejam obrigados a proceder à escolha de um instrumento de atuação ou de um efeito jurídico que, de modo mais intenso, imediato e juridicamente menos custoso, satisfaça o interesse público atribuído.⁷⁶

No nosso caso, a problemática da decisão administrativa e da escolha mais eficiente para colmatar o problema tal como ele surgiu durante o ano de 2022, tal como outros cenários de instabilidade de preços poderão surgir no futuro, passa não tanto pelas entidades reguladoras, mas substancialmente por decisões executivas do Governo.

É verdade que em muitos outros casos como seja, a título de exemplo, a regulação do acesso a determinada atividade económica, ou a importante prerrogativa das

⁷⁴ Cfr. PEDRO COSTA GONÇALVES, *Liberdade de Produção de Eletricidade e Administração de Escassez dos Recursos Hídricos de Domínio Público*, in Publicações Cedipre Online, 8, 2011, pp.3-5. Disponível em: https://www.fd.uc.pt/cedipre/wp-content/uploads/pdfs/co/public_8.pdf.

⁷⁵ Por outras palavras, e fazendo referência a um dos princípios que marcam a atuação administrativa, podemos também encarar a eficiência como um corolário do princípio da boa administração. Cfr. FILIPA URBANO CALVÃO, *Princípio da Eficiência*, III Encontro de Professores de Direito Público, Sigarra UP, 2009, pp. 331-335. Disponível em: [https://sigarra.up.pt/fdup/pt/web_gessi_docs.download_file?p_name=F-1588671351/A.7%20\(2010\)%20p.329-341.pdf](https://sigarra.up.pt/fdup/pt/web_gessi_docs.download_file?p_name=F-1588671351/A.7%20(2010)%20p.329-341.pdf)

⁷⁶ *Ob cit, Ibidem.*

competências sancionatórias, a bola está do lado das entidades reguladoras, que atuam sob princípios como a da eficiência na lógica daquilo que é uma espécie de neutralização do princípio da legalidade formal que impera sobre a Administração Pública.⁷⁷ Nas palavras de SUZANA TAVARES DA SILVA, esta “*neutralização*” tornou-se particularmente relevante no espectro da regulação já que a legalidade formal acaba por ocupar uma posição meramente habilitante das competências dos reguladores. Já estes, por sua vez, estabelecem as regras administrativas que governam os mercados e as atividades económicas livres através de critérios técnicos e de atualização tecnológica permanente, não ficando cingidas a normas legislativas de conteúdo predefinido.

Claro está que desta perspetiva voltamos ao conceito já previamente abordado de discricionariedade administrativa que abona as entidades reguladoras como a ERSE, ficando apenas legalmente dependentes de lei formal habilitante.⁷⁸

Ainda assim esta margem de liberdade regulatória não é isenta de limites como temos visto ao longo desta exposição. Existem aliás diversos pontos relacionados com o preço da eletricidade, e que se prendem com preço final pago pelos utilizadores, que acaba por sair da esfera de controlo e conformação do regulador, necessitando da adoção de decisões executivas de cariz governamental.

Já no passado assistimos a este tipo de indícios, nomeadamente no nexo de causalidade com a liberalização do setor, onde é paradigmático o modelo de sustentação financeira desta atividade. O modelo regulatório estabelece que os custos são suportados pelos consumidores, sem possibilidade de redistribuição de parcelas destes pelos contribuintes, em condições normais.⁷⁹

Ora, a própria liberalização do setor nem sempre levou (especialmente em Portugal e Espanha), especialmente em alturas de crise económica, a que os preços finais pagos pelos

⁷⁷ Cfr. SUZANA TAVARES DA SILVA, *O princípio (fundamental) da eficiência*, III Encontro de Professores de Direito Público, Publicações online UC, 2009, pp.529-536. Disponível em: [https://sigarra.up.pt/fdup/pt/web_gessi_docs.download_file?p_name=F1281640765/A.7%20\(2010\)%20p.519-544.pdf](https://sigarra.up.pt/fdup/pt/web_gessi_docs.download_file?p_name=F1281640765/A.7%20(2010)%20p.519-544.pdf)

⁷⁸ Alguma doutrina refere-se aos poderes de regulação das entidades administrativas independentes como um caso de poderes implícitos. Vide, GIUSEPPE MOBIDELLI, *Il principio di legalità e i c.d. poteri impliciti*, In *Diritto Amministrativo*, Stampa, 4 (2007) pp. 703-777.

⁷⁹ Cfr. FILIPE MATIAS DOS SANTOS, *Tendências recentes do direito administrativo da energia: A regulação das comunidades de energia (e do autoconsumo coletivo) e a descarbonização do setor do gás natural*, in Epublica, vol.8, n.º 1, 2021, pp.282.283.

consumidores fossem mais baixos, tal como apontado por diversos relatórios da Comissão Europeia.⁸⁰

Subsistem até hoje questões regulatórias como a acumulação de défices tarifários, ou seja, a diferença entre os custos reconhecidos e as receitas obtidas através de faturas elétricas (algo que foi detetado por associações de defesa do consumidor mesmo nas faturas correspondentes à repercussão do ajuste do mecanismo excecional ibérico, conforme já referido).

No entanto, e ainda que o modelo regulatório e remuneratório do circuito da eletricidade não seja perfeito, a verdade é que existem mais preocupações relacionadas com o interesse público e que requerem que o regulador, mas especialmente o legislador jurídico-administrativo atue como o fiel da balança através do escopo do princípio da proporcionalidade, e, por conseguinte, pela implementação de determinadas medidas apenas na medida em que a necessidade assim o impuser.

Numa perspetiva exclusivamente baseada na axiologia do Direito, muito do trabalho que tem de ser feito entre consumidores, produtores e agentes de mercado e Estado assenta também no pilar da proteção da confiança, limitando que se possa adotar uma solução 100% benéfica para quem suporta os custos da eletricidade. Conforme indicado por MARIA LÚCIA AMARAL este método assenta numa ponderação entre bens jurídicos fundamentais de valor equivalente (p.ex: a proteção do consumidor ou as infraestruturas necessárias à produção e armazenamento de eletricidade), que têm por sua vez a particularidade, à luz da proibição do excesso, de se apresentarem num conflito bilateral, que acaba por estar associado tanto à sucessão de regimes jurídicos no tempo, mas à própria discricionariedade de decisão administrativa seja ela regulatória ou governamental.⁸¹

No nosso caso em concreto é natural que a bipolaridade entre mercados liberalizados e regulados faça todo o sentido, levando a conclusões interessantes do ponto de vista da

⁸⁰ Cfr. SUZANA TAVARES DA SILVA, *O princípio da sustentabilidade económica e financeira no sistema elétrico liberalizado sob regulação especial*, in Actas del XI Coloquio Hispano-Portugués de Derecho Administrativo RICARDO RIVIERO ORTEGA, JUAN JOSÉ RASTROLLO SUARÉZ (coord.), 2015, pp.93-102.

⁸¹ Para um estudo mais aprofundado, MARIA LÚCIA AMARAL, *A proteção da confiança*, in V Encontro de Professores Portugueses de Direito Público, ICJP, 2012, pp.21 e ss.

fatura elétrica, como o indício de que a fatura sujeita a regulação acaba mesmo por ser mais competitiva do que em circunstâncias de mercado.⁸²

Não especificando já o ponto dos caminhos alternativos a seguir, a verdade é que as perspetivas de futuro, nomeadamente relacionadas com a afamada transição energética irão levantar diversas questões que requerem uma divisão entre regulação de acesso às infraestruturas de produção da eletricidade, mas também do processo de formação do preço final, que por outro lado necessita de uma presença regular (não intervencionista, mas promotora) no que ao fenómeno da descarbonização diz respeito.⁸³

Pegando na problemática da delimitação de papéis no setor da eletricidade, acreditamos que boa parte da solução passe mesmo pelo princípio da “separação de poderes” no que à ERSE e Governo diz respeito.

Como sabemos, e já tivemos oportunidade de dissecar ao longo da presente exposição, a tal margem de liberdade de atuação administrativa também assenta nas suas prerrogativas de poder regulamentar assente no art.112.º n.º 7 da Constituição.⁸⁴

E se numa grande vastidão de situações podemos sempre atender ao debate sobre se o poder regulamentar não raras vezes constitui uma ameaça material ao poder legislativo⁸⁵, no caso em apreço verificamos que a gravidade da situação levou a uma aparição inusitada, tanto do princípio da legalidade, como de decisão executiva e política que lhe está adjacente.

Por fim, e analisando esta terceira via entre atuação do Governo, dos reguladores, e também dos particulares e demais agentes, cabe também deixar uma palavra para o princípio da sustentabilidade enquanto caminho alternativo à excessiva dependência de fontes de eletricidade que não sejam renováveis (ou cujos métodos de produção revelem um custo-benefício negativo numa ótica do interesse público a longo prazo).

Assim, a primeira questão que nos deve indagar é se (erradamente) podemos encarar a sustentabilidade como uma questão meramente ecológica, ou como se estivéssemos apenas a falar de recursos naturais. É certo que devido à transição energética a que vamos

⁸² Cfr. <https://www.deco.proteste.pt/casa-energia/eletricidade-gas/noticias/preco-energia-tarifa-regulada-e-opcao-mais-barata>

⁸³ Cfr. FILIPE MATIAS SANTOS, *Temas (...)*, pp.149-153.

⁸⁴ Cfr. PEDRO COSTA GONÇALVES, *Direito Público da Regulação*, in Estudos em Homenagem ao Professor Doutor Marcello Caetano no Centenário do seu Nascimento, II, Coimbra Editora, Coimbra, 2006, p. 552

⁸⁵ Para um estudo aprofundado, JORGE MIRANDA, *Manual de Direito Constitucional -Atividade Constitucional do Estado*, Tomo V, 4.ª edição, Coimbra Editora, 2010, pp.228-233.

assistir nos próximos anos, que um dos elementos do princípio em estudo acarreta um juízo de prognose que leve a uma maior aposta em fontes não poluentes da eletricidade à mobilidade.

Ainda assim, e bem anotado por CARLA AMADO GOMES, todo este conceito de desenvolvimento sustentável que tem vindo a ser mais acerrimamente debatido nos últimos 15 anos, não se cinge apenas a uma parangona ambiental. Tornou-se verdadeiramente num princípio, que embora seja um imperativo de atuação administrativa, está muitas vezes limitado pela proporcionalidade.⁸⁶

Este entendimento é absolutamente perceptível pelas circunstâncias que sustentaram e entrada em vigor do mecanismo ibérico (e consequentemente da repercussão do ajuste). Vejamos, embora não tão poluente como o carvão, é do consenso científico que o gás natural não é uma fonte “amiga do ambiente” na medida em que, em primeiro lugar não é renovável, e por outro é uma mistura de combustíveis fósseis sujeitos a grandes processos de maturação.

No entanto, e da perspetiva do decisor executivo, perante um cenário em que as fontes renováveis não tinham capacidade para produzir energia elétrica que servissem os interesses da população, e perante a dependência da produção do gás natural, a decisão lógica foi de criar um mecanismo de limitação do preço de uma fonte que tendencialmente não serve os propósitos da sustentabilidade ambiental.

Importa ainda assim, abordar a problemática adjacente às escolhas em sede de produção de energia, e que se prende diretamente com a sustentabilidade: a equidade intergeracional. Nas palavras de PAULO OTERO, a sustentabilidade assenta também nas escolhas do decisor político-administrativo em, sob a égide da proporcionalidade, tutela da confiança e boa-fé, adotar decisões que salvaguardem as gerações futuras⁸⁷, e isso passa naturalmente pelas escolhas a montante do modelo de formação de preços e de produção no setor energético.

E tendo em conta o paradigma da eletricidade em Portugal, é óbvio que ainda não estamos num ponto ótimo para assegurar esta equidade. Por um lado, não somos um país que seja de algum modo soberano no que toca à energia elétrica (como falaremos no próximo

⁸⁶ Cfr. CARLA AMADO GOMES, *Sustentabilidade ambiental, missão impossível?*, ICJP, 2014, pp. 4-7. Disponível em: <https://www.icjp.pt/sites/default/files/papers/palmas-sustentabilidade.pdf>

⁸⁷ Cfr. PAULO OTERO, *Instituições Políticas e Constitucionais*, vol.I, Almedina Editora, 2009, pp.460 ss.

capítulo), e por outro porque ainda não existe uma fiabilidade nos recursos renováveis, que muitas vezes ficam comprometidos por condições climatéricas desfavoráveis, mas também por escassos incentivos ao investimento a um método de produção que, embora tenha no longo prazo custos fixos muito baixos, acarreta um investimento inicial (p.ex: a nível de infraestruturas) muito elevado.

Ainda assim, e apesar destas condicionantes (nomeadamente de ordem financeira), existe espaço para melhorar os condicionalismos burocráticos de acesso à produção de energia por via de instrumentos renováveis. A problemática é que este é um tema a ser debatido já há demasiado tempo, sendo que há cerca de 10 anos PEDRO COSTA GONÇALVES apontava um tema que subsiste até hoje na produção de energia elétrica a partir de fonte hídrica.

Segundo o autor, à luz do revogado Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto que estabelecia os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN), existiam alguns condicionalismos excessivos à atribuição de licença de produção a partir de um centro hidroelétrico.⁸⁸

Com efeito, à data (como nos dias de hoje), a atribuição da licença estava abrangida por critérios de apreciação do pedido típicos de um procedimento administrativo. Ademais, o próprio diploma estabelecia que esta produção de energia elétrica era exercida em regime de “livre concorrência” – sendo que o interessado tem legitimidade procedimental para requerer a licença de produção e a ordem jurídica tutela o seu interesse em obter esse título administrativo.⁸⁹

No entanto, e tanto à luz do antigo regime, como do atual (Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro), a produção de energia através de fonte hídrica está dependente de (entre muitos outros requisitos), de um procedimento subdividido para (i) atribuição do título que permite a utilização de recursos hídricos do domínio público, e (ii) outro para a atribuição do título que permite a instalação e o funcionamento do centro electroprodutor, e subsequentemente a própria produção de eletricidade.

Como bem aponta o autor não podemos falar de livre acesso à atividade e de livre concorrência quando a própria regulação do acesso é excessivamente disciplinadora⁹⁰, e

⁸⁸ *Vd, PEDRO COSTA GONÇALVES, Liberdade de Produção de Eletricidade e Administração de Escassez dos Recursos Hídricos de Domínio Público (...), pp.5-19.*

⁸⁹ *Ibidem.*

⁹⁰ *Ibidem.*

no nosso entender, contrária a pilares de simplificação e desburocratização do procedimento administrativo que supostamente eram os objetivos da reforma administrativa de 2015.

Ainda assim, e mais propriamente no que à produção de eletricidade de fonte hídrica diz respeito, a verdade é que este quadro algo complexo prende-se também com a necessidade de o acesso ter de se conformar com a escassez natural destes recursos, que infelizmente acaba por acontecer com mais frequência por conta das alterações climáticas ou devido a alguma sazonalidade.

Assim, e olhando para o paradigma atual, devemos perguntar-nos se teremos de estar dependentes a título quase exclusivo da produção de energia elétrica a partir do gás natural, e a sujeitar-nos a oscilações de preços por externalidades que impliquem a adoção de mecanismos de correção de preços *a posteriori*. Veremos no próximo capítulo que soluções podemos adotar tanto da perspectiva da produção, bem como da negociação e comercialização das unidades de energia, e se existe já previsão legal para estas realidades.

VII. Caminhos alternativos e alteração do atual paradigma de aquisição de energia elétrica.

Conforme temos observado ao longo da nossa exposição, depreendemos que a solução do mecanismo ibérico de limitação de preços não é uma solução isenta de falhas. Ainda assim impõe-se a pergunta de sabermos por que razão não se implementou uma solução alternativa, como a de estabelecer o preço da aquisição das unidades de energia pelo preço de custo, e não pelo preço marginal.

A verdade é que esta solução é uma ramificação de um mercado verdadeiramente regulado que, infelizmente, ainda não tem tido o devido suporte legislativo, mas também logístico e financeiro que serviria para assegurar uma solução deste tipo.

Este caminho, contrariando uma produção de energia com recurso a fontes não renováveis (com custos variáveis superiores), funcionaria como incentivo à utilização de energias renováveis, pela simples razão de que (como já tivemos oportunidade de referir) as energias renováveis têm um custo inicial fixo elevado, mas têm custos no longo prazo diminutos e que possibilitariam um mercado mais controlado.

Existe um confronto que pouco ou nada foi discutido durante a existência (com efeitos práticos) do mecanismo ibérico, que foi a escolha entre o acesso à aquisição de energia de forma liberalizada e marginalista, ou mitigada por opções protecionistas do Estado. Verificámos, por isso, alguns problemas, nomeadamente relacionados com o ajuste de preços, onde o cálculo das quantias que seriam devidas aos produtores foi feito através da equação definida no n.º 1 do art.º 4 do Decreto-Lei n.º 33/2022. Mas esta não se limita a atribuir o montante que resulta da subtração do valor máximo estabelecido pelo mecanismo (inicialmente de 40€/MWh, cfr. alínea c) do n.º 1 do art.º 4 do Decreto-Lei n.º 33/2022) ao valor do preço do gás natural (calculado à luz da alínea b) do n.º 1 do art.º 4 do mesmo diploma). O resultado desta operação é dividido por 0,55, o que significa que o montante que é atribuído aos produtores é superior ao dobro da diferença entre ambos os valores.

Ora, quererá isto dizer que o mecanismo (tal como foi criado e até ao final de 2023), será responsável por um incentivo, ou mesmo sobrevalorização da energia produzida com recurso ao gás natural, que configura um combustível fóssil.

A sensação que fica é que as centrais de produção de energia elétrica não só recuperaram o custo previamente internalizado, mas acabaram por receber mais, consubstanciando por isso, e na nossa opinião, levou a um incentivo em prorrogar a dependência do gás natural enquanto principal fonte de produção de eletricidade.

O paradigma do mercado marginalista é um condicionalismo à utilização da energia renováveis ou menos poluentes, que levariam a uma redução dos gases com efeito estufa e (em teoria) ajudariam a cumprir os objetivos de política climática a que o Estado Português se comprometeu.

Contudo, até as próprias fontes de produção com recurso a energias renováveis estão integradas no circuito dos mercados marginalistas (sejam eles diário ou intradiário), apesar de a respetiva “fatia” ser sobejamente diminuta face ao gás natural por razões que já elencámos previamente.⁹¹ Assim, e sendo o próprio preço da eletricidade a ser fixado pela última unidade a entrar em rede (isto é, com o custo marginal mais elevado), as próprias renováveis acabam por ser remuneradas a este preço, funcionando o preço *spot*

⁹¹ Sobre a problemática de a reforma dos mercados elétricos não agradar “nem a gregos nem a troianos” em virtude de qualquer escolha deteriorar ou o custo imputável aos consumidores ou a promoção de energias menos poluentes, *Vd.* <https://eco.sapo.pt/especiais/a-reforma-do-mercado-de-eletricidade-que-nao-agrada-nem-a-gregos-nem-a-troianos/> .

como um incentivo à continuidade de investimento nestas tecnologias e no pagamento de custos fixos aos produtores.

Com a limitação do preço do gás natural apresentado nas propostas das centrais elétricas, limita-se paralelamente o custo marginal apresentado no mercado, e retiramos ao mesmo tempo incentivos às fontes menos poluentes.

Ora, conforme já destrinçado, o mecanismo em si não foi uma espécie de escapatória à subida desenfreada de preços, mas sim um mecanismo legislativamente confuso para o intérprete comum, mas que visou acima de tudo não sobrecarregar as centrais de produção com os respetivos custos ao mesmo tempo que em comparação proporcional com outros países impediu uma subida exponencial dos preços da energia.

Note-se que a solução adotada não acabou, em termos literais, com os incentivos às energias renováveis (cujo hiato entre custo de produção e preço cobrado pela eletricidade produzida ainda existe), mas limitou-se os ganhos que lhes poderiam advir, tendo sido os consumidores finais a pagar a fatura.

Dito isto, cumpre esboçar algumas palavras em relação a alternativas a um quadro de compra de eletricidade que se tem manifestado insuficiente, tanto para os consumidores bem como para a salvaguarda de objetivos climáticos e das gerações futuras.

Um dos caminhos a seguir, já abordado por diversas vozes do setor é instituir mercados regulados com recurso a fontes que não sejam combustíveis fósseis. Nesta sequência apontamos como um caminho os mercados de capacidade, que passam pela atribuição de uma compensação financeira ou pecuniária ao produtor, para este efeito.

Como embrião desta linha de pensamento apontamos o Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de agosto, que veio prever a cessação dos CAE então vigentes, mediante mecanismos de compensação denominados Contratos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (“CMEC”). O processamento que o legislador português veio prever depois, através do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, foi a cessação antecipada dos CAE, mediante a compensação pecuniária de custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), que teve como objetivo a obtenção, (para produtores, concessionários de transporte de eletricidade, e demais contraentes) de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelo contrato (entretanto cessado), que não fossem assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado normal. Assim, e bem vinculado

por LOURENÇO VILHENA DE FREITAS, a compensação funciona como um mecanismo de capacidade, uma vez que, por um lado evita o desmantelamento das centrais elétricas, bem como a manutenção do saldo contratual.⁹²

A verdade é que existe já previsão legislativa para os mercados de capacidade no espectro português embora o seu impacto seja reduzido. Atualmente, e no contexto nacional, o Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho prevê esta possibilidade em que existe um mecanismo de remuneração para a garantia de potência disponível, sendo suportado pelos consumidores através de um esquema de *feed-in-tariff*.⁹³

Assim, as Portaria n.º 251/2012, de 20 agosto e n.º 172/2013, de 3 de maio vieram prever pagamentos por capacidade, embora limitados aos centros electroprodutores hídricos e térmicos, sendo desdobráveis em i) incentivos à capacidade produção em sentido estrito (fonte térmica) e ii) incentivos ao investimento (fonte hídrica). No entanto, e conforme aponta LOURENÇO VILHENA DE FREITAS, existem diversas limitações em termos de exigibilidade para usufruir destes mecanismos de capacidade que passam por constrangimentos administrativos como licenças de produção, mas também da necessidade de os candidatos beneficiarem dos CMEC, não estando implicados em nenhum contrato de aquisição de energia (CAE).⁹⁴

Face a estas limitações, defendemos o alargamento do espectro de exigibilidade destes mecanismos de capacidade para as demais fontes renováveis de produção de eletricidade (eólica, fotovoltaica, oceânica e biomassa), bem como pugnamos pela séria ponderação da introdução de maiores níveis de apoio com este propósito, já que os diplomas legislativos e regulamentares sobre mecanismos de capacidade em Portugal têm sido praticamente “letra morta” face à maior dependência do gás natural.

⁹² *Ob.cit.*, LOURENÇO VILHENA DE FREITAS, *Direito Administrativo da Energia* (...), p.92.

⁹³ *Ob.cit.* SANDRA FERNANDEZ, *A importância do desenvolvimento das Energias Renováveis através das Tarifas Feed-In*, Dissertação apresentada com vista à obtenção do grau de mestre, Universidade Católica Portuguesa-Faculdade de Direito, 2014, p.17. As *feed-in-tariff* podem ser consideradas como pode ser considerado como um preço estabelecido por lei, no qual os produtores de energia renovável, através de uma tarifa, são pagos pela eletricidade que injetam na rede, de acordo com a tecnologia usada e dimensões do centro electroprodutor. Os níveis de pagamento por cada kWh podem ser estabelecidos pelo tipo de tecnologia usada, local de instalação, dimensão do projeto. Esta medida permite um rápido investimento nas energias renováveis, tal é possível na medida em que os contractos estabelecidos com os produtores são de longa duração (15-25 anos) e com acesso garantido à rede, o que também constitui num menor risco para esse investimento. Disponível em [A importância do desenvolvimento das Energias Renováveis através das Tarifas Feed-In \(ucp.pt\)](#).

⁹⁴ *Ob.cit.*, LOURENÇO VILHENA DE FREITAS, *Direito Administrativo da Energia* (...), p.237-239. No entanto não concordamos com o autor quando alega que Portugal não deverá ter um problema de capacidade até ao final de 2023 porque, como temos visto, o recurso a fontes renováveis não é de fiabilidade constante fruto das externalidades previamente referidas, e para além do mais as fontes previstas são bastante limitadas na sua natureza, e nos requisitos de exigibilidade dos produtores.

Sabemos que embora esta solução possa parecer algo utópica face à variabilidade das fontes renováveis, e ainda que aqui a limitação seja essencialmente externa e fora do espectro de decisão executivo, existe um campo de discricionariedade e de reforma que cabe subjetivamente aos nossos atores governamentais, que é precisamente o investimento financeiro nas políticas climáticas.

Felizmente, (embora com reservas face à sua concretização), o Governo Português anunciou em 8 de março de 2023 a previsão do investimento de 60 000 milhões de euros e investimento no setor energético até 2030,⁹⁵ segundo os planos de transição energética e descarbonização.

Outra alternativa, embora substancialmente mais polémica, é a aposta na energia nuclear enquanto fonte de energia menos poluente e também menos custosa, tanto para produtores como para consumidores a jusante.

A energia nuclear não é uma realidade distante e também não a devemos associar apenas a fenómenos menos negativos, como seja o armamento bélico. Logo no início do projeto europeu, e depois da 2.^a Guerra Mundial, algumas das Nações do velho continente sentaram-se à mesa para debater uma política energética comum, tendo o resultado sido o Tratado da Comunidade do Carvão e do Aço (CECA), em 1951, e o Tratado da Comunidade da Energia Nuclear (EURATOM), em 1957. No que a este a este último diz respeito cumpre relatar que catorze Estados-Membros da União Europeia operam centrais nucleares, com destaque para a França. A energia nuclear gera cerca de 15% de toda a eletricidade consumida na Europa e cerca de 2/3 da eletricidade hipocarbónica. A União Europeia tem 132 reatores funcionais, o que representa quase 1/3 dos 437 reatores funcionais a nível mundial.⁹⁶

Ainda assim, e acompanhando as palavras de CARLOS SÉRGIO MADUREIRA RODRIGUES, existem ainda muitos desafios específicos para que seja pacífica a implementação de um regime para a energia nuclear⁹⁷, e que vá ao encontro do disposto

⁹⁵ Vd, [Previstos 60 000 milhões de euros de investimento no setor energético até 2030 - XXIII Governo - República Portuguesa \(portugal.gov.pt\)](https://www.portugal.gov.pt).

⁹⁶ *Ob.cit*, CARLOS SÉRGIO MADUREIRA RODRIGUES, *Os Desafios da Energia Nuclear enquanto Desafios da Sustentabilidade de Brundtland*, in Working Papers Direito da Energia, n.º 2, Departamento de Altos Estudos em Direito da Energia – Instituto Jurídico Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, p.4.

⁹⁷ Embora não exista ainda um regime nacional para a energia nuclear ou um quadro transversal europeu parta este efeito, existem desde já diversas Diretivas da EURATOM com este propósito tais como A Diretiva 2013/59/EURATOM, de 5 de Dezembro, estabelece os standards mínimos de segurança para a proteção contra os perigos resultantes da exposição a radiação ionizante; a Diretiva 2011/70/EURATOM, de 19 de Julho vem estabelecer

no art. 194.º do Tratado de Funcionamento da União Europeia, garantido a provisão de energia de forma sustentável, mas também segura. Como tal, e embora seja uma fonte da qual podemos produzir eletricidade de forma rentável e menos poluente, a energia nuclear requer cuidados profissionais altamente qualificados para a respetiva manutenção.⁹⁸

Por outro lado, temos também o problema dos resíduos radioativos, já que embora não diretamente associados à produção de energia são um problema acessório, mas que comporta riscos e custos elevados, e as soluções discutidas no espectro europeu há algum tempo apontam num caminho comum: o aterro profundo.⁹⁹

Em todo o caso, e com todas estas condicionantes, existem motivos para repensarmos a produção elétrica com recurso a energia nuclear em Portugal. Face à crise energética vivenciada no decurso do ano de 2022 e parte de 2023, bem como à excessiva dependência do gás natural, e também de outros países, o que afeta a soberania energética de Portugal, acreditamos que a energia nuclear pode e deve ser discutida enquanto alternativa não poluente, oferecendo energia a preços mais competitivos, e que permitam aliviar a fatura dos consumidores finais.

Olhando para o Relatório de Brundtland datado de 1987 enquanto peça-chave para entendermos o conceito de sustentabilidade, entendemos agora que a energia nuclear tem potencial para ir ao encontro dos três fatores nos quais a sustentabilidade se deve alicerçar: ambiente, sociedade e economia.¹⁰⁰ Naturalmente que para que tais bases sejam alcançadas deve existir um quadro legal nacional e também infraestrutural que permita a regulação da produção, mas também a segurança da mesma.

Discordamos de algumas posições já adotadas por ex-Ministros da Energia, que alegam não fazer sentido que Portugal tenha uma central nuclear, sob o pretexto de ser excessivamente custoso ou inseguro, e também por alegadamente o país ser autossuficiente em termos energéticos a partir de fontes renováveis.¹⁰¹ Já vimos que a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis não é sempre fiável ou (i) por

um quadro comunitário para a gestão segura e responsável do combustível usado e dos resíduos nucleares; por fim, referimos a Diretiva 2009/71/EURATOM, de 25 de Junho, relativa à segurança das instalações nucleares, entretanto alterada pela Diretiva 2014/87/EURATOM, de 8 de Julho. Esta alteração resulta de uma intenção comunitária em rever a Diretiva 2009/71/EURATOM, no rescaldo do acidente de Fukushima.

⁹⁸ *Ob.cit.*, CARLOS SÉRGIO MADUREIRA RODRIGUES, *Os Desafios da Energia Nuclear enquanto Desafios da Sustentabilidade de Brundtland (...)* p.6.

⁹⁹ European Commission, *Nuclear Energy in Europe: How the EURATOM Treaty protects Europe's citizens*, Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2005, 26.

¹⁰⁰ Disponível em: [Our Common Future: Report of the World Commission on Environment and Development \(un.org\)](https://www.un.org/development/desa/pubs/our-common-future-report-of-the-world-commission-on-environment-and-development/)

¹⁰¹ Cfr. “Com água, vento e sol para produzir 100% da eletricidade não faz qualquer sentido uma central nuclear em Portugal”, diz Matos Fernandes - [Expresso](https://www.expresso.pt/pt/com-agua-vento-e-sol-para-produzir-100-da-eletricidade-nao-faz-qualquer-sentido-uma-central-nuclear-em-portugal).

motivos de externalidades e menor disponibilidade natural, mas também (ii) por não estarem a ser dados os devidos incentivos financeiros e económicos à sua proliferação.

Ademais, e como argumento arrebatador, e bem elencado por FILIPE MATIAS DOS SANTOS, está o facto de o próprio Estado Português ter interesse em adquirir energia nuclear produzida pela *EDF - Électricité de France*, enquanto maior produtor nuclear da Europa Ocidental, apenas fracassando devido ao preços cobrados por Espanha pelo transporte (*pancaking*),¹⁰² evidenciando uma vez mais a debilidade da política diplomática e transfronteiriça do Estado Português face a Espanha, no que toca ao setor energético (a somar às inúmeras polémicas com a central nuclear espanhola de Almaraz).

Ora, este cenário tem empurrado o mercado energético em Portugal para uma integração (que consideramos desigual) no mercado ibérico, com dualidade de critérios para ambos os países.

A escolha ibérica para colmatar a crise energética vivida, pode ter-se distanciado dos objetivos climáticos que são exigidos. Agora que tudo indicia que problema da escalada do preço do gás natural esteja contido, acreditamos que seja o tempo de fazer escolhas estruturais em relação à forma como se comercializa e se produz energia.

Na sequência do Acordo de Paris, a União Europeia aprovou o *Clean Energy Package* – um pacote de legislativo visando a transição dos tradicionais combustíveis fósseis para fontes renováveis de energia elétrica, o reforço na aposta na eficiência energética e num mercado interno da energia mais efetivo, prevendo também um enquadramento para incentivar investidores, sendo que a respetiva transposição terá ficado ligeiramente aquém das expectativas, e a carecer de melhor reflexão legislativa para apoios, como já referimos.¹⁰³

Por fim, gostaríamos apenas de deixar uma nota para uma outra alternativa ainda em estudo, que é o recurso ao hidrogénio verde (*green hydrogen*), isto é, produzido a partir

¹⁰² GUY BLOCK ANGUS JOHNSTON *EU Energy Law*, Oxford, 2012, pp. 15-16.

¹⁰³ A Diretiva (UE) 2018/844, que altera a Diretiva 2010/31/UE relativa ao desempenho energético dos edifícios e a Diretiva 2012/27/UE sobre a eficiência energética; a Diretiva (UE) 2018/2002, que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética; a Diretiva (UE) 2018/2001, que veio reformular a Diretiva 2009/28/CE, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis; a Diretiva (UE) 2018/2002, que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética; o Regulamento (UE) 2018/1999, relativo à Governança da União da Energia e da Ação Climática; o Regulamento (UE) 2019/941, relativo à preparação para riscos no setor da eletricidade e que revoga a Diretiva 2005/89/CE; Regulamento (UE) 2019/942, que institui a Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia (reformulação); o Regulamento (UE) 2019/943, relativo ao mercado interno da eletricidade (reformulação); a Diretiva (UE) 2019/944, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/UE (reformulação).

de fontes renováveis enquanto uma das esperanças para a produção de energia elétrica em massa (e não apenas destinada à mobilidade). Através de Portaria do Governo já foi estabelecido um sistema de compra centralizada de biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, e, portanto, limpo e renovável.¹⁰⁴

Partindo para um mercado de hidrogénio verde em Portugal, este também poderá ser um caminho cujo investimento inicial possa ser avultado, a perspetiva de futuro é sustentável do prisma ambiental e financeiro.

VIII. Conclusão

O presente esboço teve como principal objetivo perceber, em traços resumidos, de que modo se processa a formação dos preços da eletricidade, e como a mesma é transacionada no mercado ibérico. Para este exercício é fulcral ter em conta a evolução da regulação da eletricidade, bem como a sua integração e dependência no espectro europeu.

No reverso da medalha, destacamos que existem sérios riscos à estabilidade de preços no setor, e que tal não se deve exclusivamente a fenómenos externos como alterações climáticas e guerras. Existe ainda um longo percurso a percorrer na compatibilização dos mercados de energia a nível ibérico, bem como nos diplomas legais de algum modo possam interferir com o preço pago pelo consumidor final. Aqui destaca-se, como alertámos previamente para uma necessidade imperativa de o Estado Português se impor e aprimorar a sua negociação nos acordos internacionais relativos ao MIBEL com Espanha, no sentido de estender de forma uniformizada os benefícios para os interesses nacionais. Só partindo deste pressuposto, e com base numa cooperação justa poderemos caminhar para um verdadeiro mercado justo a nível europeu, que por sua vez necessita de mais investimento, seja na procura de alternativas mais capazes a desregulações do preço da energia, mas também no fomento de alternativas às fontes de produção de eletricidade com recurso a meios poluentes.

Por sua vez, constatámos que é necessário incentivar uma transição cada vez maior das transações em matéria de eletricidade do mercado livre para o mercado regulamentado a prazo, onde a regulação da ERSE não pode deixar de contar com a fiscalização da CMVM, bem como das autoridades europeias com competência para clarificar questões relativas ao preço da eletricidade e à sua venda com recurso a derivados. Nesta linha, e

¹⁰⁴ Cfr, FILIPE MATIAS SANTOS, *Temas* (...), pp. 158 ss.

com base no crescente balizamento dos valores praticados, cremos que os mecanismos de capacidade assumirão uma relevância cada vez maior na atenuação das variações indesejáveis no setor da eletricidade, bem como do gás natural, sendo de denotar que as maiores preocupações neste aspeto são a forma como os produtores serão compensados, e por outro lado o (ainda) escasso leque de exigibilidade dos incentivos ao investimento.

Por fim, e se pretendemos batalhar a escalada de preços, além dos mecanismos ibéricos de limitação, em Portugal é indispensável adotar políticas de salvaguarda dos consumidores mais aguerridas, partindo para um novo caminho depois do período de vigência do mecanismo ibérico em 2023.

IX. Bibliografia

AMARAL, MARIA LÚCIA, *A protecção da confiança*, in V Encontro de Professores Portugueses de Direito Público, ICJP, 2012

ARAÚJO, FERNANDO, *Introdução à Economia*, 3.^a edição reimpressa, Almedina Editora, Coimbra, 2014

CAETANO, MARCELLO, *Manual de Direito Administrativo, Tomo II – Agentes e bens, Serviços Públicos, Política, Garantias, Processo Administrativo*, 9.^a edição, Coimbra Editora, 1972

CALVÃO, FILIPA URBANO, *Princípio da Eficiência*, III Encontro de Professores de Direito Público, Sigarra UP, 2009 Disponível em [https://sigarra.up.pt/fdup/pt/web_gessi_docs.download_file?p_name=F-1588671351/A.7%20\(2010\)%20p.329-341.pdf](https://sigarra.up.pt/fdup/pt/web_gessi_docs.download_file?p_name=F-1588671351/A.7%20(2010)%20p.329-341.pdf)

COMBE E., *Économie et politique de la concurrence*. Dalloz, Paris, 2005

CRUZ, FRANCISCO MARIA LOPES DA, *Geoestratégia energética na relação União Europeia e Rússia: O caso do Nord Stream II*, dissertação de mestrado apresentada à Universidade Lusófona de Humanidades e Tecnologias, Lisboa, 2022, pp.12 ss. Disponível em: [Microsoft Word - Dissertação Mestrado DRI Geoestratégia Energética na Relação UE Rússia - Nord Stream II.docx \(ensinolusofona.pt\)](#).

ESTORNINHO, MARIA JOÃO, *Curso de Direito dos Contratos Público – Um Olhar Português*, Almedina Editora, 2006

FERNANDEZ, SANDRA, *A importância do desenvolvimento das Energias Renováveis através das Tarifas Feed-In*, Dissertação apresentada com vista à obtenção do grau de mestre, Universidade Católica Portuguesa- Faculdade de Direito, 2014. Disponível em: [A importância do desenvolvimento das Energias Renováveis através das Tarifas Feed-In \(ucp.pt\)](#).

FREITAS, LOURENÇO VILHENA DE, **Direito Administrativo da Energia**, 2.^a edição, AAFDL Editora, Lisboa, 2019

GOMES, CARLA AMADO, *Sustentabilidade ambiental, missão impossível?*, ICJP, 2014

GONÇAVES, JOSÉ LUÍS PINHEIRO, *Modelos para a comercialização de energia elétrica em ambiente de mercado*. Trabalho de Projeto apresentado para a obtenção do grau de Mestre em Automação e Comunicações em Sistemas de Energia, Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, 2013, Disponível em: [Jose-Luis-Goncalves.pdf \(rcaap.pt\)](#)

MONIZ, ANA RAQUEL GONÇALVES, *Futuro da regulação administrativa: reforço ou enfraquecimento dos poderes reguladores? A Crise do Direito Público*, Instituto de Ciências Jurídico-Políticas da Faculdade de Direito de Lisboa, outubro de 2013

MOREIRA, *A Mão Invisível: Mercado e Regulação*, Coimbra, Almedina Editora

MOREIRA, VITAL, *Regulação Económica, Concorrência e Serviços de Interesse Geral*, Estudos de Regulação Pública – I, Coimbra Editora, 2004

OTERO, PAULO, *Instituições Políticas e Constitucionais*, vol.I, Almedina Editora, 2009

RAMSEY, *A Contribution to the Theory of Taxation*, in *Economic Journal*, Vol. 37, No. 1, 1927

ROCHETTE, GUSTAVO MARQUES, *O Mercado Ibérico de Energia Elétrica: O mercado de derivados energéticos e as implicações do Real Decreto 216/2014 em Portugal*. Dissertação apresentada à Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra no âmbito do 2.º Ciclo de Estudos em Direito, na área de Ciências Jurídico-Forenses, Disponível em: <https://eg.uc.pt/bitstream/10316/29106/1/Tese%20Gustavo%20final.pdf>

RODRIGUES, CARLOS SÉRGIO MADUREIRA, *Os Desafios da Energia Nuclear enquanto Desafios da Sustentabilidade de Brundtland*, in *Working Papers Direito da Energia*, n.º 2, Departamento de Altos Estudos em Direito da Energia – Instituto Jurídico Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra, 2016;

SANTOS, FILIPE MATIAS, *Temas de Energia: Reflexões de Direito da Energia*, Documentos ERSE (Entidade reguladora dos Serviços Energéticos), 2021, disponível em: <https://www.erse.pt/media/fdkdsj2o/temas-de-energia-reflex%C3%B5es-de-direito-de-energia.pdf>

SANTOS, FILIPE MATIAS, *O comercializador de último recurso no contexto da liberalização dos mercados de eletricidade e gás natural*, in *Revista de Concorrência e Regulação*, Ano V, n.º 18, abril – junho 2014

SANTOS, FILIPE MATIAS, *Tendências recentes do direito administrativo da energia: A regulação das comunidades de energia (e do autoconsumo coletivo) e a descarbonização do setor do gás natural*, in *Epublica*, vol.8, n.º 1, 2021

SANTOS, VÍTOR, *A Regulação do Setor Energético em Portugal: Balanço e Novos Desafios*, in *A Regulação da Energia em Portugal 1997-2007*, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, 2008

SEGURA, JUAN SALMADOR, *Derecho de la Energia*, ENDESA, La Ley, 2006

SILVA, JOÃO NUNO, *Responsabilidade dos reguladores na fixação e controlo das tarifas*, O Direito, ano 143, n.º 3, 2011

SILVA, SUZANA TAVARES DA, *Direito da Energia*, Coimbra Editora, 2001

SILVA, SUZANA TAVARES DA, *MIBEL: O início do embuste*, in Revista CEDOUA, Coimbra, 2004

SILVA, SUZANA TAVARES DA, *O princípio (fundamental) da eficiência*, III Encontro de Professores de Direito Público, Publicações online UC, 2009 Disponível em: [https://sigarra.up.pt/fdup/pt/web_gessi_docs.download_file?p_name=F1281640765/A.7%20\(2010\)%20p.519-544.pdf](https://sigarra.up.pt/fdup/pt/web_gessi_docs.download_file?p_name=F1281640765/A.7%20(2010)%20p.519-544.pdf)

SILVA, SUZANA TAVARES DA, *Temas de Direito da Energia – O MIBEL e o mercado interno da energia*, in Cadernos O Direito, n.º 3, Almedina Editora, 2008

SILVA, SUZANA TAVARES DA, *O princípio da sustentabilidade económica e financeira no sistema eléctrico liberalizado sob regulação especial*, in Actas del XI Coloquio Hispano-Portugués de Derecho Administrativo, RICARDO RIVIERO ORTEGA, RICARDO RIVIERO, JOSÉ RASTROLLO SUARÉZ, JUAN (coord.), 2015

SILVA, MIGUEL MOURA E, *Integração e direito económico europeu*, AAFDL Editora, 2018

TORGAL, LINO, OLVEIRA, JOÃO DE, *Concessões de Actividades Públicas e Direito de Exclusivo*, in Revista da Ordem dos Advogados, ano 72, IV – Lisboa, 2012