

PANORAMA SOBRE O REDESENHO DO MERCADO ELÉTRICO EUROPEU

*Filipe Matias Santos**

*Gonçalo Le Terrien Fragoso***

ABSTRACT *Although the Clean Energy Package is still recent (2009), the post-pandemic and Russia/Ukraine crises lessons for EU energy and climate policy has forced a new reform of the electricity market. Beyond the reinforcement of the energy market monitoring and surveillance (REMIT), the new electricity market design rules consist of the amending Directive EU/2024/1711 and the amending Regulation EU/2024/1747.*

The new reform, still considering the energy transition, wants to (i) develop markets, enhancing stability and predictability of the cost of energy contributing to the competitiveness of the EU economy, namely through PPAs and long-term markets (forwards and contracts for differences (CfD)), (ii) accelerate the integration of renewables with flexibility solutions and (iii) higher consumer protection and empowerment.

SUMÁRIO 1. Introdução. 2. As Principais Medidas que Concretizam o Redesenho do Mercado Elétrico Europeu. 2.1. A Razão de Ordem. 2.2. Promoção dos Mercados. 2.3. Aceleração da Integração de Energias Renováveis. 2.4. Proteção e Empoderamento dos Consumidores. 3. Notas Finais

KEY-WORDS Redesenho do Mercado Elétrico, PPAs, CFDs, *Peak Shaving Product*, Electricidade, Renováveis, Interligações, *Offshore*, Armazenamento, Mercados, Estabilidade, Acopolamento Diário, Congestionamento, Baterias, Flexibilidade.

* Advogado, Mestre em Direito, Diretor Jurídico da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

** Licenciado em Direito, Jurista na Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

1. INTRODUÇÃO

No contexto da concretização transição energética e do “Objetivo 55”¹, a Europa atravessou uma verdadeira crise de preços energéticos. Acontecimentos inesperados, como a pandemia e, depois, a guerra na Ucrânia, afetaram o equilíbrio entre a procura e a oferta de eletricidade e gás, num quadro que já era de diminuição da apetência por investimentos na produção fóssil em virtude de as políticas públicas em várias áreas relevantes do globo, como na Europa, serem decrescentemente compatíveis com a utilização de fontes de energia emissoras de gases de efeito de estufa².

No decurso da crise de preços foram adotados um conjunto de atos legislativos, muitos dos quais temporários, que, de forma coordenada, procuraram dar uma resposta que assegurasse o abastecimento a preços comportáveis³. Importava, porém, uma revisão estruturante que, retirando lições da crise, preparasse o setor elétrico para os desafios futuros.

Assim, a 14 de março de 2023, a Comissão Europeia apresentou uma proposta de reforma das regras de mercado da eletricidade (Diretiva e Regulamento do Mercado Interno da Energia, Diretiva relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis, bem como do Regulamento relativo à Integridade e à Transparência nos mercados⁴) que constitui o redesenho do mercado que é objeto da presente análise. Esta reforma avançou, a par do pacote hidrogénio e gás descarbonizado, numa altura em que a Comissão Europeia procurou também reagir através do denominado *Green Deal industrial Plan*, que inclui o pacote “Objetivo 55”⁵, à *Inflation Reduction Act*, aprovada nos Estados Unidos da América, que prevê avultada subsídição alocada às questões climáticas e da transição energética para a produção local, em termos capazes de fazer atrair e deslocalizar empresas de outros continentes.

1 Sobre os objetivos fixados no denominado pacote “Objetivo 55” – Disponível em <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/> [Consultado em 26.07.2024].

2 Sobre este tema e as regras do funcionamento do mercado *Vd.* Santos, Coelho & Veiga, 2024.

3 As medidas então adotadas constituíram o elemento central do artigo de Santos, 2023: pp. 355-365. *Vd.* também ACER, 2023.

4 Regulamentos (UE) 2019/943 e 2019/942, Diretivas n.º 2019/944 e 2018/2001 e o Regulamento (UE) 1227/2011.

5 Regulamentos Eficiência Energética, CELE; CBAM, LULUCF, AFIR, Normas de emissão de CO2 para automóveis, ReFuel Aviação, ReFuel transportes marítimos, Partilha de Esforços; Fundo Social para a Ação Climática, Tributação da energia, Novas Diretiva e Regulamento da descarbonização do gás, Diretiva (UE) 2023/2413 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de outubro de 2023 (RED III).

O redesenho do mercado constitui, no fundo, uma atualização do Clean Energy Package, aprovado em 2019, que concretizara o “quarto pacote” (2019) do setor elétrico tendo em vista a concretização do mercado interno da energia. Este último «pacote» era composto por oito atos legislativos⁶ e veio atualizar o quadro político-legislativo europeu (*policy*) do setor elétrico, de modo a promover a transição dos tradicionais combustíveis fósseis para fontes renováveis de energia e a tornar o mercado interno da energia mais efetivo.

A proposta da Comissão Europeia foi apresentada ao Conselho e ao Parlamento Europeu.

Em setembro e outubro de 2023, o Parlamento Europeu (PE) deliberou, por larga maioria, que se iniciassem as negociações com o Conselho. O acordo político, após diversos trilogos, foi alcançado no Conselho, entre os Estados-Membros, no final de 2023. A nova legislação veio ser publicada em 13 de junho de 2024.

Neste artigo procuramos expor, em razão de três eixos, (i) o desenvolvimento dos mercados, reforçando a estabilidade e previsibilidade do custo da energia como contributo para a competitividade da economia, através de PPAs e mercados de longo prazo (futuros e CfDs), (ii) a aceleração da integração de energias renováveis com soluções de flexibilidade, e (iii) reforço da proteção e empoderamento dos consumidores.

6 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).

2. AS PRINCIPAIS MEDIDAS QUE CONCRETIZAM O REDESENHO DO MERCADO ELÉTRICO EUROPEU

2.1. A Razão de Ordem

A revisão legislativa operada no denominado “Redesenho do Mercado Elétrico Europeu” constitui um “pacote” de diplomas legislativos composto por:

1. Regulamento (UE) 2024/1106 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de abril de 2024, que altera os Regulamentos (UE) 1227/2011 e (UE) 2019/942 no que diz respeito ao reforço da proteção da União contra a manipulação de mercado no mercado grossista de energia;
2. Regulamento (UE) 2024/1747 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que altera os Regulamentos (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União;
3. Diretiva (UE) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que altera as Diretivas (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944 no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União.

Os atos legislativos europeus publicados incidem sobre dois Regulamentos (UE) e duas Diretivas (UE) que, como mencionado, haviam integrado o *Clean Energy Package*:

1. O Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019 relativo ao mercado interno da eletricidade;
2. Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/EU⁷;
3. Regulamento (UE) 2019/942 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, que institui a Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia⁸;

7 Entretanto já alterada pelo Regulamento (UE) 2022/869 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de maio de 2022 relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias.

8 Entretanto já alterado pelo Regulamento (UE) 2022/869 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio de 2022.

4. Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis, na redação que lhe havia sido dada pela Diretiva (UE) 2023/2413 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de outubro de 2023 – usualmente conhecida por *Renewables Directive III* ou, simplesmente, RED III⁹;

Além disso, a nova legislação impacta ainda com o seguinte ato legislativo que integrara o denominado “terceiro pacote” da eletricidade:

5. Regulamento (UE) 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia.

A profusão e dispersão legislativas, aliada à sua novidade, permitem, naturalmente, diferentes leituras em perspectiva. A primeira leitura que fazemos desta reforma legislativa permite a identificação de três eixos: (i) promoção dos mercados (ii) facilitação da integração de renováveis (iii) proteção e empoderamento dos consumidores.

2.2. Promoção dos Mercados

Ao nível da promoção dos mercados, destacam-se a aposta nos modelos de PPAs, a alteração de paradigma operada com a introdução do modelo de CfDs e a adaptação das regras de funcionamento dos mercados a prazo.

a) Os *Power Purchases Agreements* (PPA)

Uma das apostas da reforma legislativa é protagonizada pelo fomento do mercado dos *Power Purchases Agreements* (PPA), enquanto contratos bilaterais de compra e venda de energia de longo prazo (tipicamente, pelo menos, dez anos), celebrados voluntariamente, em condições de mercado, e sem intervenção regulatória ao nível do preço.

A celebração de PPA permite, na perspectiva do produtor (vendedor), ver antecipadamente garantida a compra de energia a um preço previamente determinado e, com isto, o financiamento do projeto. Por sua vez, o comprador, que pode ser um consumidor¹⁰ (*Corporate PPA*), ou um comercializador

9 Entretanto já alterada pela Diretiva (UE) 2023/2413 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de outubro de 2023 – usualmente conhecida por *Renewables Directive III* ou, simplesmente, RED III.

10 Neste caso, atuando como agente de mercado.

ou agregador (*Merchant PPA*), obtém firmeza e previsibilidade relativamente ao preço de aquisição, bem como, se assim contratualizado, as garantias de origem associadas à produção renovável. Os contratos, quanto à modalidade de entrega, podem ser físicos – podendo dispensar, ou não, o recurso à rede pública (*On-site PPA* ou *Off-site PPA*, respetivamente) –, financeiros (podendo proceder-se a liquidações “por diferenças”, na lógica dos *Contract for Difference*¹¹) ou híbridos. Os preços estabelecidos podem ser fixos, justamente para evitar a volatilidade dos mercados grossistas, mas podem ser inseridos elementos de flexibilidade, incluindo a indexação, total ou parcial, com ou sem limites, a índices de mercado ou outros. Por estarmos no domínio do direito privado, cabe às partes conformar os termos contratuais.

Este tipo de contratos não constitui inovação como instrumento contratual na área energética, contudo a sua utilização tem sido pontual e geralmente limitada aos agentes de mercado de maior dimensão, dada a dificuldade em suportar o risco associado por parte dos restantes agentes. Assim, apenas alguns Estados-Membros têm mercados desenvolvidos de PPA.

Entre as dificuldades identificadas avulta o risco de incumprimento do pagamento do comprador em contratos que são de longo prazo e que, por definição, atravessarão diferentes ciclos de preço dos mercados grossistas de eletricidade, que são a alternativa típica de aprovisionamento. A perceção de tal risco condiciona a capacidade de obter financiamento para a concretização dos projetos e, por sua vez, o seu desenvolvimento.

Neste quadro, a reforma legislativa do mercado energético propugna o desenvolvimento do mercado dos PPA, enquanto instrumentos que assegurem previsibilidade quanto ao preço e uma aposta na produção descarbonizada, acreditando que tal permite acelerar a produção renovável, descentralizada, através do comprometimento entre privados. Tal pode ser feito relativamente a toda a energia produzida por uma central ou quando seja reservada parte da produção para o efeito.

As medidas introduzidas assumem diferentes naturezas. Numa vertente de criação de condições estruturais, prevê-se que as autoridades públicas procurem identificação e remover de barreiras e custos desproporcionais ou injustificados, bem como a verificação da necessidade de desenvolvimento e publicação de modelos de contratos standardizados para uso voluntário (com maturidade diversas, diferentes fórmulas de preço e considerando diferentes perfis de carga e de produção). Num plano mais operativo, mas ainda programático, prevê-se

11 Vd. abaixo al. b).

a possibilidade de virem a ser introduzidas plataformas (voluntárias) à escala Europeia para PPA's, bem como a sua interação com plataformas de agregação da produção. Numa lógica prescritiva relativamente ao conteúdo contratual, são criadas obrigações relativamente à especificação das zonas de oferta de entrega e da existência de cláusulas de denúncia, incluindo períodos de antecedência e penalidades a pagar. Numa abordagem de regime de apoio, prevê-se a possibilidade de os Estados, de forma coordenada, assegurarem instrumentos para reduzir o risco financeiro associado ao risco de contraparte, incluindo através de garantias de Estado. O esquema de garantias a instituir deverá contemplar a liquidez dos mercados, promovendo os mecanismos de *hedging* e intermediação financeira, em estreita articulação com o Banco Europeu de Investimento (BEI). Em simultâneo, à semelhança do referido para os incentivos indiretos por via de garantias, prevê-se também que os Estados-Membros deverão privilegiar, por via de critérios fixados para o acesso à subsídioção pública, os candidatos que apresentem PPA's celebrados ou com o compromisso de celebrar, com entidades de menor dimensão como pequenas e médias empresas (PMEs) que tradicionalmente enfrentam maiores dificuldades em aceder aos mercados de PPA's.

*b) CfD*¹²

A reforma de mercado prevê um novo paradigma europeu, quanto ao papel dos Estados-Membros na promoção direta de produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável. Dever-se-á assim, no processo de alocação de fundos públicos para a produção de energia elétrica, promover esquemas de contratação bilateral por “diferenças”, os chamados *Contracts for difference* (CFDs) bilaterais.

Recorda-se que as renováveis beneficiaram historicamente de regime de apoio (RED II¹³) que, para além dos tradicionais meios fiscais (isenções, reduções fiscais ou reembolsos) e subsídios, assumiam uma de três modalidades:

a) Feed in tariffs (FiT):

O Regime de subsídioção à produção de energia a partir de fontes renováveis de *Feed in tariffs* caracteriza-se por se tratar de um apoio direto

¹² Anatolitis, Gephart, Held, Klessmann & Wagner, 2024.

¹³ Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, que revoga a Diretiva 2001/77/CE (RED I), que determinara que a Comissão Europeia avaliasse a prestação de um apoio direto ou indireto aos produtores de eletricidade.

que não reflete sinais de mercado. Qualquer que seja a variação de preços nos mercados *spot* de energia elétrica, o produtor que esteja abrangido contratualmente por uma disposição de FiT beneficia de uma remuneração garantida fixa. Este regime, apesar de apresentar claras vantagens para efeitos de introdução de novas tecnologias não dominantes como era o caso ao tempo, por exemplo, da energia eólica e solar, tem por outro lado uma grande potencialidade de distorção do mercado, dos imperativos de concorrência e eficiência.

b) Feed in premium (FiP):

O regime de *Feed in premium*, ao contrário do que sucede com o FiT, não engloba uma subsídio que cubra integralmente a remuneração do produtor subsidiado. Conforme resulta da própria definição, a componente garantida da remuneração neste regime traduz-se num “prémio”, de natureza fixa ou variável, a ser pago adicionalmente ao valor que o produtor recebe em mercado (*spot*). A natureza fixa do prémio parece ser o modelo que menos impacta com o mercado grossista, preservando os sinais de mercado, sem causar distorções. Já o prémio variável pode assumir múltiplas configurações que variam, quanto ao seu impacto, no eficiente funcionamento dos mercados. O prémio pode ser variável, mas tendo em vista uma remuneração de “preço-alvo” que represente a diferença entre os preços *spot* médios e esse preço de referência, traduzindo-se na prática a um regime de FiT com parcela remuneratória de mercado. Pode, contudo, ser variável sem qualquer preço-alvo.

Por outro lado, sendo os prémios variáveis ou fixos, estes podem ser balizados com limiares mínimos e máximos¹⁴. No primeiro caso, para prémios variáveis, a variabilidade da remuneração é atenuada em mínimos e máximos evitando, em certos casos, uma subsídio excessiva e salvaguardando marginalmente os sinais de mercado. No segundo caso, o prémio apesar de fixo, poderá ser extensível para assegurar um nível de remuneração mínima, ou comprimido para que não ultrapasse um nível de remuneração máxima. Qualquer um dos regimes de FiP, das componentes variáveis às fixas, pretende alinhar a subsídio de produção de energia a partir de fontes renováveis com os mecanismos e incentivos próprios de um mercado integrado, promovendo tanto a racionalidade

14 Em língua inglesa os chamados *floors and caps*.

na aplicação de fundos públicos como a eficiência da atuação dos agentes de mercado em concorrência.

c) Regime de obrigação com certificados verdes:

A criação da obrigação legal de utilizar energias renováveis – seja dos produtores de energia incluírem uma determinada percentagem de energia proveniente de fontes renováveis na sua produção, seja dos fornecedores de energia incluírem uma determinada percentagem de energia proveniente de fontes renováveis no seu aprovisionamento ou dos consumidores de energia a incluírem uma determinada percentagem de energia proveniente de fontes renováveis no seu consumo – permitiu a indução do aumento do preço pelo qual esta podia ser vendida. A operacionalização destes regimes de obrigação implicou a criação de garantias de origem, com função de provar que uma dada quota ou quantidade de energia foi produzida a partir de fontes renováveis, bem como certificados verdes, que permitissem transacionar direitos que correspondessem à satisfação da obrigação legal.

Mais recentemente, a RED III¹⁵, que integrou o anterior pacote (*Clean Energy Package*), passou a prever como regime-regra de apoio à energia de fontes renováveis: “*Os regimes de apoio à eletricidade de fontes renováveis devem ser concebidos de modo a maximizar a integração da eletricidade de fontes renováveis no mercado da eletricidade e assegurar que os produtores de energia renovável respondam aos sinais de preços do mercado e maximizem as suas receitas do mercado. Para o efeito, no que concerne os regimes de apoio direto ao preço, o apoio é concedido na forma de um prémio de mercado que poderá ser, entre outros, variável ou fixo.*” (artigo 4.º, n.º 3). Este seria o paradigma vigente na pré-reforma, resultando clara a predominância e preferência dos mecanismos de FiP como instrumento de apoio às energias renováveis.

A alteração agora prevista opera uma nova transformação relativamente ao instrumento paradigmático de apoio às energias renováveis, diminuindo e retirando centralidade aos mecanismos de FiP e passando a destacar os CfD. Nesse sentido, a RED abandona uma formulação exclusivamente orientada para mecanismos de FiP, ou seja, prémios de mercado fixos ou variáveis,

15 Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, não alterada neste âmbito pela Diretiva (UE) 2023/2413 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de outubro de 2023.

sendo aditado no citado artigo 4.º, n.º 3 da Diretiva das Renováveis¹⁶ uma norma excecional de remissão para o novo artigo 19.º-D do Regulamento (UE) 2019/943, que consagra os CfD. Esta remissão para o novo regime substantivo de CfDs determina que, à regra geral antecedente (o regime de subsídioção por via de FiP), se excecionem um conjunto significativo de tecnologias de produção. O escopo alargado das tecnologias excluídas, onde se contam a generalidade das tecnologias renováveis (ditas intermitentes), parece configurar uma verdadeira exceção que consome a regra, definindo o novo paradigma. No entanto, à imagem do que se sucedia a propósito do Regulamento (UE) 2022/1854¹⁷, de natureza extraordinária e temporária, que limitava os ganhos das renováveis durante a crise de preços, deve ser sublinhada a não inclusão nas tecnologias elegíveis para o regime dos CfD da produção hidroelétrica com reservatório (albufeira). A razão subjacente a esta opção política – criticada por alguns por não favorecer apoios a tecnologias que poderiam, por natureza, ajudar a estabilizar preços no mercado grossista – pode assentar no entendimento de que aquela tecnologia, contrariamente à solar, à eólica ou à hidroelétrica de fio de água (sem reservatório), é despachável (controlável) e, portanto, pode direcionar a produção para os períodos que permitem obter maior rentabilidade nos mercados grossistas, não justificando a estabilização de preços que os CfD oferecem. Esta lógica, porém – se excluirmos as razões políticas inerentes à necessidade de alcançar maiorias no seio das instituições da UE –, parece ter menos adesão no caso das tecnologias nuclear¹⁸ e geotérmica¹⁹, por natureza despacháveis (ainda que com dificuldades operacionais e financeiras em reduzir a produção abaixo

16 Alteração introduzida pela Diretiva (UE) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de junho de 2024, que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União e altera, entre outras, a RED.

17 Artigo 7.º do Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho de 6 de outubro de 2022 relativo a uma intervenção de emergência para fazer face aos elevados preços da energia, que definiu as tecnologias a que se aplicava um limite máximo para as receitas de mercado aos produtores de eletricidade.

18 É consabido que o parque nuclear francês, o maior da Europa, necessita de elevadíssimos reinvestimentos que, dada a sua natureza afundada, encontra nos CfD um regime de apoio mitigador do seu risco, evitando as incertezas associadas à volatilidade dos mercados grossistas. O plano francês tem em perspetiva o termo do atual *Arenh* (*Accès régulé à l'électricité nucléaire historique*) em 2026, que vem permitido fornecimentos a preços regulados historicamente competitivos considerados incompatíveis com a realidade financeira do produtor (EDF) e com os novos avultados investimentos financeiros que terão de ser realizados.

19 Sobre os desenvolvimentos recentes da estratégia europeia para a exploração do potencial da geotermia vd. Resolução do Parlamento Europeu, de 18 de janeiro de 2024 (2023/2111(INI)). Países como a Hungria fazem uma forte aposta na geotermia para a produção de energia elétrica e calor, o que implica elevados custos de capital e acarreta um elevado risco na perfuração prospectiva.

de certo patamar) que, contrariamente à hídrica com reservatório, são elegíveis para a obtenção de CfD. Finalmente, prevê-se a possibilidade de isentar deste regime obrigatório os centros electroprodutores de energia renovável de pequena dimensão.

Este modelo de CfD representa, na prática, um regime remuneratório de largo prazo em que o produtor vende diretamente no mercado (diferenciando-se nisto dos regimes FiT que vigoraram em Portugal), mas em que o valor a receber depende da diferença entre a tarifa de aquisição contratada (*strike price* ou do *cap*) e do valor de referência do mercado (que assumir múltiplas configurações²⁰). Trata-se de um regime remuneratório já experienciado em dez dos Estados-Membros, incluindo Portugal²¹, em diferentes submodalidades em mais de 200 procedimentos concorrenciais²². Os modelos testados são todos *generation-based* uma vez que pagamento depende da efetiva produção, venda e injeção de eletricidade, embora sejam cogitadas hipóteses de o desacoplar através de *generation-independent CfD* que, assim, se assimilariam a pagamento por capacidade (evitando distorções de mercado, mas com outras desvantagens)²³.

A bilateralidade dos modelos de CfD testados, e mesmo das FiT, em países como Portugal já estava garantida: sempre que o mercado remunera a eletricidade acima do preço da tarifa de aquisição contratada (*strike price* ou do *cap*), como excecionalmente ocorreu durante a recente crise de preços, o excesso revertia para os consumidores (*pay back*) através do sistema tarifário, por via da tarifa dos custos de interesse económico geral (CIEG) que integram as tarifas de acesso (que, inclusivamente por essa razão, chegaram a ser negativas, funcionando para os consumidores finais como contrapeso face ao aumento do custo da eletricidade). Noutro caso, como é mais habitual, são os produtores que recebem o valor de mercado acrescido da diferença entre aqueles dois parâmetros.

20 Pode traduzir-se no preço horário, no preço diário médio ou um horizonte mais largo (considerando sempre o *day-ahead*), ou incluir o mercado intradiário e de serviços de sistema, bem como incluir indexação definida.

21 Vg., no caso português, o esquema remuneratório previsto no Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro. A remuneração por CfD integrou, também, uma das modalidades dos leilões solares lançados ao abrigo do artigo 5.º-B do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

22 Anatolitis, Gephart, Held, Klessmann & Wagner, 2024: p. 41-47.

23 Idem, p. 21-26.

Este modelo apresenta concretas vantagens na manutenção do equilíbrio contratual e dos interesses subjacentes face à volatilidade de preços de mercado. Assim, os promotores conseguem garantir, mais facilmente, a viabilidade dos investimentos através de limiar mínimo de remuneração, o que permite compensar os investimentos feitos e incentiva a descarbonização. Os consumidores garantem o aumento da oferta e, inerentemente, beneficiam do aumento da competitividade e dos efeitos da descarbonização. Além disso, quando a remuneração de mercado ultrapassar o limiar máximo de remuneração permitida, beneficiarão do valor da diferença. O regime prevê a possibilidade de utilizar a diferença para amortizar outros investimentos, bem como para direcionar o consumo para períodos em que o preço da eletricidade seja mais reduzido, reforçando a ideia de benefício intermediado pelo sistema tarifário, refletindo-se nos custos de eletricidade pagos pelos consumidores finais.

Porém, em função do desenho, por implicarem o fechamento de condições para longos períodos – o que é suscetível de prejudicar a entrada de novos produtores em mercado que condições de preço mais competitivas, bem como mercado de *hedging* e os PPA, e poder desligar os incentivos dos produtores dos sinais-preço de curto-prazo (*v.g.* produzindo em horas de preço negativo) – este modelo não é isento de riscos para o mercado interno da energia à escala da União. Aliás, no passado, foi fomentada uma maior dependência dos valores dos mercados grossistas, por forma a melhor refletir, em espaços de tempo curtos, os sinais-preço. Procurando mitigar estas preocupações, introduziram-se programaticamente normas que dispõem sobre a conceção dos modelos contratuais que beneficiem de CfD, incluindo deveres como a promoção da sua participação eficiente nos mercados de energia elétrica, a evitação de distorções de concorrência ou a inclusão de cláusulas penais aplicáveis no caso de resolução unilateral do contrato intempestiva.

Assim, esquemas de apoio direto ao preço deverão passar obrigatoriamente pela contratação bilateral por diferenças ou por um enquadramento contratual equivalente. Contudo, de modo a assegurar a certeza e previsibilidade jurídica, prevê-se que esta obrigação apenas produzirá efeitos para os contratos celebrados a partir 17 de julho de 2027. No caso dos ativos de produção de energia eólica offshore de natureza híbrida²⁴, *i.e.* interconectados a duas ou mais zonas de ofertas, o período transitório previsto é alargado até 17 de

24 Sobre a natureza destes ativos - <https://www.nationalgrid.com/national-grid-ventures/interconnectors-connecting-cleaner-future/multi-purpose-interconnectors> [consultado em 20.05.2024].

julho de 2029 dada a complexidade dos projetos. A vantagem deste modelo contratual reside no facto de assegurar que as receitas resultantes de novos investimentos na produção de energia eléctrica através de fontes renováveis subsidiados por fundos públicos se tornam mais independentes da volatilidade dos preços associados à produção a partir de fontes de energia fóssil, que acabam por fixar o preço do mercado intradiário, promovendo uma maior racionalidade do sistema.

c) Mercados a prazo

Para além das medidas enunciadas, prevê-se ainda a promoção dos mercados a prazo como medida essencial à estabilidade dos mercados, fomentando a utilização de produtos de cobertura de risco. Assim, a reforma procede a alterações profundas do artigo 9.º do Regulamento (UE) 2019/943, que estabelece justamente o regime dos mercados a prazo.

Os direitos de transporte a longo prazo passam a ser atribuídos não só em respeito pelos imperativos de transparência e valores de mercado, mas também agora de uma forma regular numa plataforma única de atribuição, plataforma essa que será dotada de personalidade jurídica autónoma. Numa formulação mais sintética que a anterior, passa-se a prever que o desenho dos mercados a prazo da União deverá incluir os instrumentos necessários para proporcionar aos participantes no mercado possibilidades adequadas de cobertura dos riscos financeiros²⁵.

Prevê-se que a Comissão, no prazo de 18 meses, proceda a uma avaliação, após consulta de todos os intervenientes relevantes, de medidas com possível impacto para a proliferação do uso de instrumentos de cobertura de risco e, assim, com impacto positivo no aprofundamento dos mercados a prazo. Esta avaliação deverá ainda contemplar, à luz desta disposição, as possibilidades de mudança: (i) na frequência de alocação de direitos de transporte a longo prazo; (ii) na maturidade dos direitos de transporte a longo prazo transmitidos, em especial as maturidades de, pelo menos, três anos; (iii) na própria natureza dos direitos transmitidos. Adicionalmente, deverá também procurar formas de fortalecer os mercados secundários e, com destaque, a possibilidade de introduzir *hubs* virtuais regionais para os mercados a prazo.

O regime proposto prevê exatamente esta nova possibilidade, procurando lançar as fundações para a criação destes *hubs* de mercado. Esta disposição

25 Artigo 9.º, n.º 3 do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade

oferece orientações detalhadas que a avaliação da Comissão deverá responder quanto a este ponto²⁶. Nesse sentido, deverão ser tomadas em linha de conta a adequada dimensão geográfica destes hubs regionais de mercado e a sua relação com as zonas de oferta; a metodologia de cálculo utilizada nos preços de referência dos mercados a prazo, procurando maximizar a harmonização entre preços de oferta e preços de referência dentro de determinado hub regional; os meios de maximizar as oportunidades de transação, tanto dos direitos de transporte a longo prazo como dos produtos financeiros de cobertura.

O resultado dessa avaliação deverá redundar na adoção de um ato normativo de implementação que traduzirá as específicas medidas e os instrumentos para atingir os objetivos para os mercados a prazo.

Finalmente, prevê-se em termos significativos uma nova prerrogativa para as entidades reguladoras: no caso de se considerarem insuficientes as oportunidades de coberturas existentes no mercado, após consulta das entidades financeiras competentes no caso dos mercados financeiros a prazo, poderão as entidades reguladoras exigir medidas adicionais aos operadores para melhorar a liquidez destes mercados.

d) Em caso de crise: Peak Shaving Product

Visando incrementar a estabilidade e segurança do mercado de energia elétrica europeu, nomeadamente promovendo a sua resiliência face a choques externos de grande magnitude, é introduzido formalmente, como novo instrumento, o alisamento de picos de consumos (*peak shaving products*)²⁷.

Esta medida é inspirada no artigo 4.º do Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho de 6 de outubro de 2022, que vigorou entre 6 de outubro de 2022 e 31 de dezembro de 2023²⁸, relativo a uma intervenção de emergência para fazer face aos elevados preços da energia, que teve natureza temporária.

No fundo, a medida visa, em contextos extremos de crise energética, aliviar a pressão da procura durante as horas de pico de consumo. Tal permite promover uma maior estabilidade de preços, ao mesmo tempo que favorece a descarbonização ao prevenir a entrada em funcionamento de produtores fósseis (com preço marginal tipicamente mais elevado).

26 O novo n.º 5 do artigo 9.º do Regulamento (UE) 2019/943.

27 O novo artigo 7.º-A do Regulamento (UE) 2019/943.

28 Ressalva-se, contudo, a obrigação de reexame prevista no artigo 20.º, n.º 2 que vigora até 15 de outubro de 2024.

A utilização destes instrumentos deve circunscrever-se a uma lógica de última *ratio*. Nesse sentido, terão como pressuposto de aplicação, a declaração de uma figura inovadora, prevista no novo artigo 66.º-A da Diretiva (UE) 2019/944: a Declaração de Crise de preços de eletricidade a nível regional ou da União Europeia²⁹. Existindo essa declaração, sob requisição das autoridades dos Estados-Membros abrangidos, as entidades gestoras do sistema, no caso português a REN, depois de consultar os operadores de mercado relevantes, submetem proposta às entidades reguladoras nacionais (a ERSE, no caso português).

O regime fornece um conjunto de critérios a serem respeitados pelas propostas, de forma acautelar todos os interesses potencialmente afetados. A saber: (i) deverão assegurar a necessidade de um serviço adicional que tutele a segurança do abastecimento, sem colocar em causa a estabilidade das redes e os custos e proveitos expectáveis; (ii) assentar em critérios de mercado objetivos, transparentes, não discriminatórios e limitados à resposta de procura; (iii) a atribuição dos instrumentos de alisamento de picos deverá respeitar imperativos concorrenciais, com seleção baseada no preço mais baixo face ao cumprimento de critérios técnicos e ambientais previamente fixados; (iv) contratos estabelecidos ao abrigo destes instrumentos devem ser celebrados, no máximo, a uma semana da sua ativação; (v) a ativação destes instrumentos não deve reduzir a capacidade interzonal; (vi) a ativação destes instrumentos deverá ocorrer antes ou durante o mercado diário e poderá ser feito a um preço de eletricidade predefinido; (vii) a ativação destes instrumentos não deverá implicar a geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis.

Visando essencialmente a diminuição da procura durante alturas de pico de consumo, a entidade gestora do sistema deverá definir uma metodologia de linha de base que reflita os níveis de redução de consumo esperados, avaliando assim a eficácia das medidas implementadas face aos objetivos definidos a montante. Esta metodologia deverá, igualmente, ser aprovada pela entidade reguladora nacional.

Finalmente, prevê-se a atuação da Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER), que deverá, seis meses após o fim da crise de

29 À luz do citado artigo, o Conselho da União Europeia pode, mediante proposta da Comissão, declarar a existência de uma crise de preços de eletricidade a nível regional ou de toda a União. Esta declaração está dependente, no entanto, da verificação de condições objetivas que dizem respeito a dois tipos de parâmetros. Em primeiro lugar, a variação acentuada dos preços de mercado habitualmente praticados. Em segundo lugar, um parâmetro temporal que indique a persistência destas variações de modo a excluir as variações ordinárias que resultem do normal funcionamento do mercado.

preços de eletricidade declarada, fazer uma avaliação dos impactos das medidas introduzidas e, se necessário, emitir recomendações às entidades reguladoras nacionais para efeitos de aprovação de futuras medidas a introduzir noutras crises. Prevê-se, ainda e independentemente da existência concreta de crises de preços de eletricidade, que, até 25 de junho de 2025, a ACER elabore um relatório de avaliação sobre o impacto destas medidas em condições de normal funcionamento dos mercados. Com base neste relatório, poderá a Comissão submeter proposta legislativa no sentido de introduzir estes instrumentos para além das situações extraordinárias de crise de preços de eletricidade.

2.3. Aceleração da Integração de Energias Renováveis

No que à integração de Energias Renováveis especificamente diz respeito, a reforma prevê um conjunto de medidas inovadoras. Destaca-se, em primeiro lugar, a melhor adequação do sistema à específicas características de “despacho” em tempo útil das energias renováveis, como serão os casos das adaptações ao mercado intradiário e do reforço das interligações. Seguidamente, a compensação devida a Produtores *Offshore*, em certas condições, por eventuais riscos de congestionamento e o conjunto de medidas que visam assegurar a estabilidade do sistema, onde se contam os temas relacionados com flexibilidade e mecanismos de capacidade.

a) Adaptações ao Mercado intradiário

Os mercados organizados de eletricidade, de acordo com o modelo instituído da Europa, são sequenciais, quer de capacidade de interligação (*transmission markets*), quer energia (*commodity*). Nestes últimos, além dos contratos de compra e venda de energia realizados fora do mercado organizado – i.e. *over the counter*, a exemplo dos mencionados *Power Purchase Agreement* (PPA), existem mercados organizados de energia de longo prazo (derivados), de curto prazo (*day ahead* e *intraday*) e de muito curto prazo (*balancing ou equilíbrio*).

Na Península Ibérica, as transações diárias e intradiárias são realizadas para duas zonas de preços (Portugal e Espanha) no OMIE – Operador de Mercado Ibérico de Eletricidade, S.A. (OMIE).

O mercado diário, também chamado acoplamento único diário (SDAC, na sua sigla em inglês), permite aos agentes transacionar, todos os dias, eletricidade para as vinte e quatro horas do dia seguinte. Ulteriormente, os agentes de mercado podem voltar a adquirir ou alienar eletricidade no mercado

intradiário, para ajustar o programa resultante do mercado diário às suas reais necessidades. Os mercados intradiários estruturam-se em seis sessões de leilões no âmbito MIBEL e num mercado contínuo transfronteiriço europeu, e são levados a efeito depois de o operador do sistema, após o mercado diário, ter realizado os ajustes necessários para que o programa resultante seja viável. Tal como no mercado diário, depois destes mercados terem sido levados a efeito, os resultados são enviados aos operadores do sistema para que possam programar os seus processos de balanço.

Os mercados intradiários são, portanto, particularmente importantes para a integração no mercado de eletricidade proveniente de fontes de energia renovável. Estando dependente de condições meteorológicas, a previsibilidade do *output* desta produção é sempre limitada a estimativas, pelo que os produtores só estarão em condições de sinalizar ao mercado a quantidade exata de despacho praticamente em simultâneo com o efetivo momento de fornecimento.

Nesse sentido, a reforma introduzida a este propósito visa maximizar as oportunidades de mercado disponíveis para estes centros electroprodutores com a maior aproximação possível a esse momento. Assim, a janela temporal para contratualização interzonal no mercado intradiário deverá ser encurtada e definida o mais próximo possível do tempo real, de forma a promover a competitividade destes centros electroprodutores, bem como promover a eficiência das trocas em mercado efetuadas pelos mesmos, aproveitando integralmente a capacidade instalada.

O novo regime passa a prever, então, que, a partir de 1 de janeiro de 2026, a janela de oferta interzonal para o mercado intradiário não poderá em qualquer caso exceder os trinta minutos (n.º 1 do artigo 8.º do Regulamento (UE) 2019/943). Prevê-se, contudo, no caso de criação de riscos de segurança de abastecimento e permitindo uma transição eficiente ao nível dos custos, a possibilidade de derrogação desta medida até 1 de janeiro de 2029, a pedido dos operadores da rede de transportes. Esta derrogação depende de uma concreta análise de impacto e de uma aprovação por parte da Entidade Reguladora Nacional, que terá em conta os argumentos apresentados pelos diferentes intervenientes no sistema, bem como da apresentação de um plano de ação que permita implementar o objetivo de trinta minutos até ao prazo máximo de derrogação.

Para além disso, prevê-se que a dimensão mínima dos produtos oferecidos seja reduzida para 100kW e um incremento da partilha de informação por parte dos operadores de mercado dentro de zonas de oferta. De forma

a assegurar que existe efetiva partilha desta informação, os agentes deverão submeter todas as suas ofertas ao mercado diário e intradiário, não devendo organizar trocas fora destes mercados.

b) Mecanismo de compensação a Produtores Offshore

Estando praticamente esgotado o potencial eólico *onshore* dos projetos *green field*, vem sendo reconhecido e incentivado o aproveitamento do potencial *offshore* (ao largo). Efetivamente, a introdução de centros electroprodutores de energia *offshore* representa um elevado potencial no incremento da produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável, considerando as condições meteorológicas de que poderão beneficiar.

Contudo, estas soluções representam, considerando a sua localização geográfica (oceânica), acrescidos desafios, tanto em termos de ligação as redes de transporte, como de rentabilização dos elevados investimentos de que dependem. Um dos principais desafios é, reconhecidamente, o eventual congestionamento nas redes de transporte e a fraca capacidade de interligação dos projetos, considerando a ausência de infraestrutura³⁰.

Apesar de todos os esforços encetados para um harmonioso e simbiótico desenvolvimento da infraestrutura de transporte para este tipo de projetos, a construção e implementação de novas infraestruturas envolve processos demorados e geradores de incerteza, que poderão demover os promotores de investimentos em empreendimentos *offshore* de produção de energia. Surge, assim, a necessidade de criação de outros incentivos de curto prazo que permitam reforçar a segurança e viabilidade dos investimentos realizados neste tipo de projetos. Para além dos instrumentos contratuais *supra* mencionados, a reforma prevê ainda a instituição de outras medidas que permitam fomentar

30 A Associação de Operadores de Redes de Transporte Europeus (European Network of Transmission System Operators for Electricity ou ENTSO-E), apresentou relatório, inclusive um relatório autónomo, sobre as necessidades de infraestrutura de transporte para as redes *offshore*, publicação incluída num conjunto alargado de estudos que a entidade intitulou de Planos de Desenvolvimento de Redes *Offshore* (ONDP), que, por sua vez, estão incluídos nos Planos decenais de Desenvolvimento da associação.

Também a Comunicação da Comissão de 19 de novembro de 2020, sobre a Estratégia da UE para aproveitar o potencial de energia de fontes renováveis ao largo com vista a um futuro climaticamente neutro, previa já como aspeto prioritário “*Uma nova abordagem para a energia de fontes renováveis ao largo e infraestruturas de rede*”, propugnando uma maior coordenação entre Estados-Membros, Operadores de Redes de Transporte (ORT) e Entidades Reguladoras para o planeamento de infraestruturas de rede. Foi adicionalmente previsto pela Comissão a publicação de orientações para a partilha de custos e benefícios, definindo também uma “*metodologia sólida para a imputação dos custos de acordo com a localização dos benefícios*” entre os promotores e produtores de projetos eólicos *offshore* e os operadores de redes de transporte.

o desenvolvimento de projetos desse cariz, facilitando a sua operação e consequentemente potenciando um retorno adequado face ao investimento.

Nesse sentido, prevê-se a criação de compensações a atribuir pelos operadores de rede transportes aos centros electroprodutores, sempre que não seja disponibilizada a capacidade de interligação previamente acordada. Assim, passou a estar prevista uma compensação devida em dois casos, desde que decorrentes da redução da capacidade de interligação: (i) o centro electroprodutor não consegue expedir para o mercado a totalidade da sua geração; (ii) existe um decréscimo de preço praticado na sua zona de oferta decorrente da redução dessa capacidade de interligação³¹. Salvaguarda-se, contudo, que esta compensação apenas será aplicável no caso de os operadores de rede de transporte não disponibilizarem um valor mínimo de capacidade de interligação, tal como calculado à luz dos parâmetros fixados no mesmo diploma³² (n.º 8 do artigo 16.º). Finalmente, define-se que esta compensação não deverá exceder o total das receitas de congestionamento resultantes dessas interligações.

c) Necessidades de flexibilidade / contratos de ligação flexível^{B3}

A produção de energia através de fontes renováveis tem como característica operacional o facto de ser “não despachável”, no sentido em que a produção e a potência de injeção não se encontram a valores constantes e dependentes inteiramente de ação humana. Assim, dados os fatores climatéricos de que depende a atividade de produção de energia a partir fontes renováveis, esta é caracterizada pela sua relativa “intermitência”. Ora, para que se salvaguardem imperativos de eficiência do mercado e da utilização de recursos, surge uma maior necessidade de flexibilidade do sistema como um todo.

Tradicionalmente, a flexibilidade do sistema era alcançada através de medidas de flexibilidade concentradas do lado da produção, ou seja, do lado da oferta, e mais recentemente, também, de medidas que visassem orientar e convocar a participação e comportamento dos consumidores no mercado (*demand side response*). Quanto às medidas do lado da oferta, a flexibilidade hodiernamente passa a poder ser alcançada por armazenagem, já não apenas

31 Nova al. c) do n.º 2 do artigo 19.º do Regulamento (UE) n.º 2019/943.

32 Relembra-se que, à luz dessa disposição, ter-se-ão por cumpridos os níveis mínimos de capacidade disponível, tanto no caso das fronteiras que utilizam uma abordagem baseada na capacidade líquida de coordenada de transporte, como para as fronteiras que utilizam uma abordagem de fluxos, com 70% da capacidade.

33 Sobre o tema vd. CEER, 2024.

através de “bombagem hidráulica” (que deve ser reforçada), mas com recurso a baterias, que parece ser o modelo de momento mais adequado a armazenar energia produzida através de fontes renováveis (armazenagem autónoma ou co-localizada). Do lado do consumo, incluindo em situações de autoconsumo, o recurso a baterias também pode ser uma solução.

No mesmo sentido pode ser apontado o regime de capacidade com restrições de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) que, como sublinhado entre nós no texto preambular do Decreto-Lei n.º 15/2022, visa *“eliminar a ociosidade do ativo RESP e, por outro lado, impor a necessidade de se evoluir de um modelo de planeamento e gestão das redes para um modelo inovador de gestão ativa, de forma dinâmica, adaptativa e flexível, que incorpora em si mesmo a realidade da produção híbrida, do armazenamento necessário à maior penetração das energias renováveis e do autoconsumo, individual e coletivo, transformando o tradicional consumidor num agente ativo do SEN e da transição energética.”*. Do mesmo modo, prevê-se igualmente no preâmbulo e no Decreto-Lei n.º 17/2022 a introdução de soluções de flexibilidade nos planos de desenvolvimento e investimento das redes de transporte e de distribuição (n.º 5 do artigo 123.º).

Outra medida que visa facilitar a introdução no sistema de produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável será uma melhor adaptação da produção e consumo ao longo de diferentes horizontes temporais. Para o efeito, prevê-se a obrigação para as entidades reguladoras nacionais avaliarem periodicamente as necessidades de flexibilidade do sistema elétrico nível nacional, tendo em conta os relatórios de adequação de recursos previstos, tendo por base a metodologia comum fixada a nível europeu aprovada pela ACER.

Resulta também uma obrigação para os Estados-Membros a definição de um objetivo nacional para a flexibilidade em matéria de energia não-fóssil. Esse objetivo deverá ser densificado pela determinação de contribuições específicas a realizar para resposta à procura, como, por exemplo, níveis de armazenamento de energia que permitam cumprir esse objetivo. Este deve ser integrado nos Planos Nacionais de Energia e do Clima³⁴.

Partindo destes objetivos e planeamento para os atingir, a Comissão deverá desenhar uma estratégia de resposta à procura e de armazenamento de energia

34 Planos previstos no Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho.

que permita cumprir os objetivos da União Europeia até 2030 em matéria de energia e do clima.³⁵

Adicionalmente, nos casos em que os objetivos definidos pelos Estados-Membros neste âmbito, não sejam passíveis de atingir pelos investimentos existentes e ou pela mera remoção de barreiras ao mercado, prevê-se a possibilidade de os Estados-Membros criarem esquemas de subsídio direta à capacidade disponível de flexibilidade não-fóssil. Concomitantemente, devem também ser revistos os critérios aplicáveis à participação dos mecanismos de capacidade instalada para efeitos de flexibilidade de energia não-fóssil, sem prejuízo do disposto a propósito dos princípios para a conceção de mecanismos de capacidade³⁶. Estes esquemas de subsídio deverão, ainda, englobar o apoio direto a novos investimentos não projetados para efeitos de flexibilidade, sejam estes sobre ativos existentes ou que permitam aprofundar a flexibilidade de resposta à procura.

d) Mecanismos de capacidade

Nos primórdios, os sistemas elétricos de produção centralizada previam a remuneração das centrais electroprodutoras através de um binómio: remuneração da capacidade instalada disponível para o sistema e a remuneração da energia efetivamente produzida.

O modelo europeu desde há muito vinha propugnando uma transição para um modelo assente exclusivamente no “*energy only market*”, que previa somente a remuneração dos produtores pela energia produzida através do mercado (e não pela capacidade instalada).

As anteriores alterações ao quadro normativo dos chamados mecanismos de capacidade³⁷ – que em Portugal tinham assumido a denominação de “garantia de potência”³⁸ – visaram, essencialmente, acautelar os riscos de

35 Nomeadamente o pacote legislativo “Objetivo 55”, disponível em https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal/fit-55-delivering-proposals_pt [consultado em 15.06.2024].

36 Artigo 22.º do Regulamento (UE) 2019/943.

37 O Clean Energy Package, em especial o Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade.

38 O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, determinou a definição de um mecanismo de atribuição de incentivo à garantia de potência disponibilizada pelos centros eletroprodutores ao SEN, com vista a promover a garantia de abastecimento. A Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto estabeleceu o regime de atribuição de incentivos à garantia de potência de forma a que estes contribuíssem, de forma decisiva e racional, para a manutenção da disponibilidade da capacidade de produção de energia elétrica (Incentivo à disponibilidade) e para a realização de investimen-

distorção de mercado potencialmente criados pela descoordenação daqueles mecanismos, e conduziram em Portugal, com salvaguarda pontual de obrigações contratuais no apoio ao investimento, à revogação dos incentivos à garantia de potência.

As reformas agora introduzidas, apesar de salvaguardarem a necessidade de prevenir esses riscos, reconhecem o papel crucial que estes mecanismos poderão desempenhar numa transição para um sistema de energia elétrica descarbonizado, disponibilizando os recursos adequados para a estabilidade de um sistema insuficientemente interconectado, deixando inclusivamente de ser considerados necessariamente temporários³⁹. Assim, existe uma mudança de paradigma, deixando os mecanismos de capacidade de serem considerados como mecanismos de último recurso. No entanto, as anteriores preocupações em relação à eficiência dos mercados continuam a não ser descuradas, tratando-se de um regime que visa essencialmente o equilíbrio entre estas e o potencial de um sistema cada vez mais assente na produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável, em que a intermitência representa também um novo desafio para o sistema.

Dada a complexidade dos interesses em causa, bem como da operacionalização prática destes mecanismos, prevê-se um acompanhamento regular da informação relacionada por parte das entidades competentes ao mais alto nível europeu. Assim, a Comissão deve elaborar, até 17 de janeiro de 2025, um relatório detalhado sobre as possibilidades de simplificação e aumento da eficiência dos procedimentos associados aos mecanismos de capacidade, de forma a coordenar e orientar a intervenção dos Estados-Membros neste capítulo⁴⁰. A Comissão deverá igualmente, a esse propósito, pedir à ACER que altere em conformidade a sua avaliação europeia da adequação de recursos conforme regime vigente de *Avaliação europeia da adequação dos recursos* (artigo 23.º do mesmo diploma). Após esta fase, cumprirá igualmente à Comissão, até 17 de abril de 2025 e após consulta com os Estados-Membros,

tos em nova capacidade de produção (Incentivo ao investimento), em termos que assegurassem a existência de níveis de segurança de abastecimento.

39 Supressão da al. a) do n.º 1 do artigo 22.º do Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019.

De igual modo, deixam de ter carácter subsidiário, dado que à luz do n.º 1 do artigo 21.º, é revogada a disposição constante do n.º 7 que previa que “os Estados-Membros devem incluir uma disposição que permita a supressão administrativa gradual eficaz do mecanismo de capacidade se não forem celebrados novos contratos (...) durante três anos consecutivos”, bem como suprimida a mesma condição temporal para efeitos do n.º 8.

40 O novo n.º 3 do artigo 69.º do Regulamento (UE) 2019/943.

apresentar propostas para a simplificação de processos de avaliação dos mecanismos de capacidade.

e) Reforço Interligações / tarifas de acesso

Um dos grandes desafios para a introdução de novos centros electroprodutores de energias renováveis no sistema elétrico prende-se com falta de capacidade de interligação, bem como com os atrasos inerentes aos procedimentos de ligação às redes. A Península Ibérica é, nisso, um exemplo, porquanto apesar de Portugal e Espanha beneficiarem de boas interligações, a ligação com França carece de reforço.

Dada as características “não despacháveis” da produção de energia a partir de fontes renováveis, a sua utilização eficiente, bem como uma integração do seu potencial que permita atingir as ambiciosas metas de descarbonização fixadas a nível europeu, estará dependente de um reforço das interligações e infraestruturas de rede, permitindo assim que a totalidade da energia produzida num determinado momento seja transacionável (aumentando o mercado geográfico alcançável), evitando assim congestionamentos geradores de ineficiência e prejuízo. Assim, tanto a viabilidade dos investimentos como a própria da transição energética estarão dependentes de um reforço das interligações.

Ciente da importância que este ponto representa para o redesenho do mercado elétrico europeu, a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) e o Conselho Europeu de Reguladores da Energia (CEER) elaboraram um relatório⁴¹, apresentado em março de 2024, no qual se assume um conjunto de posições relativamente aos investimentos “antecipatórios” a realizar para a integração de energia de fontes renováveis.

Do conjunto das conclusões apresentadas devemos destacar: (i) a generalidade dos operadores de rede tende a efetuar investimentos em nova infraestrutura de rede posteriormente à existência de requisições de ligação às redes; (ii) o tratamento regulatório não distingue investimentos antecipatórios dos demais, existindo um quadro idêntico de incentivos; (iii) em poucos casos é avaliada a possibilidade de um determinado investimento em interligação resultar num ativo que fique isolado, não se assegurando que o investimento

41 ACER, 2024

seja efetuado em áreas de elevada procura, ou seja onde exista elevado volume de produção⁴².

Para além das conclusões, foram também avançadas recomendações de onde destacamos: (i) devem ser reforçados instrumentos para a redução de incerteza quanto a novas utilizações da rede e investimentos em infraestrutura a realizar, habilitando as entidades reguladoras a decisões mais informadas; (ii) coordenação da partilha de informação entre futuros utilizadores de rede, operadores de rede e entidades reguladoras; (iii) a promoção de estudos com maior granularidade espacial, tendo em vista apurar as necessidades de interligação; (iv) a possibilidade do licenciamento de novos projetos ser efetuado à posteriori, visando acelerar a construção de novas interligações.

Em muitos países têm existido atrasos na construção e expansão de nova infraestrutura de interligação que se prendem com litigância com os municípios. Reconhecendo essa realidade e procurando criar um quadro de estabilidade no sector, o legislador português estabeleceu, através do Decreto-Lei n.º 18/2024, de 2 de fevereiro, um mecanismo de compensação aos municípios pelos projetos elétricos estratégicos de grande impacto geradores de significativas externalidades locais negativas. As concretas condições do mecanismo de compensação são fixadas por portaria, ouvida a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e a Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP), sendo que os montantes da compensação são, conforme resulta do artigo 2.º do diploma, limitados a 1% do valor dos custos diretos externos dos investimentos que a justificam, no caso de subestações, postos de corte e de 5% do valor dos custos diretos externos dos investimentos que a justificam, no caso de linhas aéreas.

Desta forma, o legislador europeu contempla as recomendações propostas pelo ACER, bem como o conjunto de temáticas sublinhadas, considerando essencial um aumento e maior agilidade nas capacidades de interligação às redes. Nesse sentido, novas obrigações de publicidade são criadas para os ORTs e para os ORDs pelas alterações promovidas ao Regulamento (UE) 2019/943. São ainda reforçadas e densificadas as obrigações que impendem sobre estes agentes, nomeadamente quanto à informação de capacidade disponível para novas ligações nas respetivas áreas de operação (nova al. a) do n.º 4 do artigo 50.º). Essa informação passa a ser enquadrada por um *critério de alta granularidade espacial*, respeitando, contudo, a confidencialidade de

42 A este propósito, destaque-se no caso português o Decreto-Lei n.º 80/2023, de 6 de setembro, que definiu Sines com uma Zona de Grande Procura.

dados e a segurança pública, incluindo a capacidade sob pedido de interligação e as possibilidades de flexibilidade em áreas congestionadas. Os ORT devem fornecer informação clara e transparente sobre o estado dos pedidos de ligação às redes aos agentes que o requisitarem, incluindo, quando relevante, informações sobre acordos de flexibilidade. Estas informações deverão ser prestadas no prazo máximo de três meses a partir do pedido efetuado. Se o pedido de ligação às redes não for aprovado nem permanentemente rejeitado, os ORTs deverão atualizar regularmente as informações sobre este pedido, com uma periodicidade mínima trimestral.

Finalmente, prevê o novo n.º 3 do artigo 57.º uma nova forma de cooperação entre ORTs e Operadores de Rede de Distribuição (ORDs) para a publicidade da informação sobre a capacidade disponível para novas interligações nas suas áreas de operação.

2.4. Proteção e Empoderamento dos Consumidores

Quanto aos temas de proteção dos consumidores, as alterações incidem sobre o direito de acesso a contratos de preço fixo, a exigência de mecanismos de cobertura para os fornecedores de eletricidade, o regime obrigatório de instituição do Comercializador de Último Recurso (CUR), proteção contra a interrupção de fornecimento e a existência de um mercado regulado. Já na dimensão de empoderamento prevêem-se novas regras de incentivo à partilha de energia, o direito a contratar com múltiplos fornecedores para um ponto de fornecimento e uma melhoria e aprofundamento da informação prestada no âmbito contratual.

Destacaremos, contudo, nestas linhas, privilegiando o poder de síntese, as modificações sobre modalidade do preço de contratualização, as novas regras sobre interrupção de fornecimento de energia, promovendo a proteção dos consumidores mais vulneráveis e o aprofundamento dado ao regime aplicável à partilha de energia tendo em vista a descentralização do sistema de produção e consumo, nomeadamente através de medidas destinadas a promover o autoconsumo.

a) Contratualização a preço fixo ou variável

No *Clean Energy Package* foi introduzido um conjunto extenso de alterações ao enquadramento normativo energético ao nível europeu, onde se inclui a obrigatoriedade de oferta de contratos de eletricidade a preços dinâmicos⁴³,

43 Artigo 11.º da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019.

sendo estes definidos como “*contrato de fornecimento de eletricidade entre um comercializador e um cliente final, que reflete a variação de preços nos mercados à vista, incluindo nos mercados de dia seguinte e intradiário, com intervalos pelo menos iguais à frequência de ajustamento do mercado*”. Subjacente a esta medida estaria a convicção de que a variabilidade do preço contratual indexado aos preços de mercado tenderia a beneficiar os consumidores, melhor se adequando aos imperativos de eficiência do mercado.

A crise de preços energéticos precipitada e acentuada pelo conflito armado entre a Federação Russa e a República da Ucrânia veio alterar este “estado de coisas”, nomeadamente as perspetivas sobre os riscos e benefícios associados aos contratos de preço dinâmico ou variável. Assim, para além da necessidade de continuar a assegurar a possibilidade de aceder a contratos em regime dinâmico de preços, a proteção dos consumidores, nomeadamente quanto à volatilidade dos mercados, passou a impor a existência de ofertas, por comercializadores com mais de duzentos mil clientes, de contratos a preço fixo (com termo e período mínimo de um ano). Esta regra é derogável apenas mediante o preenchimento de três condições cumulativas: (i) o comercializador apenas ofereça contratos de preço variável; (ii) a exceção não tenha impacto negativo na concorrência; (iii) subsista suficiente escolha no mercado que permita aos consumidores contratar a termo certo e preço fixo. Adicionalmente, é a introduzida uma nova obrigação para os comercializadores, que deverão apresentar um sumário das condições contratuais “chave”, sempre que se aproxime o termo do contrato ou se preveja a sua extensão. Este sumário deverá incluir, pelo menos, o preço total e parcelado, a modalidade do preço praticado (fixo, variável ou dinâmico), entre outros elementos de apoio ao consumidor.

b) Regulação Prudencial

A reforma do mercado veio introduzir a regulação prudencial no mercado da eletricidade. Recorda-se que, historicamente, os mercados elétricos eram, direta ou indiretamente, integralmente regulados, no sentido maximalista de termo: o preço cobrado aos consumidores estava sujeito a controlo administrativo (regulação tarifária). A evolução foi no sentido de, excluindo o caso dos CUR, os preços serem livremente fixados em mercado. A regulação tarifária, no contexto de preços de comercialização baseados no mercado, centra-se nas e das tarifas de acesso às redes, cobradas universalmente a todos os consumidores, que incluem a remuneração dos serviços prestados por operadores economicamente regulados (*maxime* os operadores de redes), e podem

abranger custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (tais como o resultado dos CfD, dos mecanismos de capacidade ou de convergência tarifária com pequenas redes isoladas, como as regiões autónomas).

A liberalização potenciou a regulação comportamental, impulsionando a supervisão, quer dos preços (incluindo numa ótica jusconcorrencial), quer das regras informativas, de transparência e conduta, bem como a ação sancionatória pública.

A crise de preços vivida nos últimos anos evidenciou que, quando os comercializadores não garantem a adequada cobertura da sua carteira de eletricidade, quaisquer variações nos preços grossistas da eletricidade podem deixá-los financeiramente em risco, levá-los a situações de insolvência e resultar na repercussão dos custos nos consumidores e noutros utilizadores da rede. Por forma a evitá-lo, a reforma do mercado introduziu a sujeição dos comercializadores à adoção de estratégias de cobertura de risco⁴⁴.

O campo primacial de aplicação, tanto quanto se antecipa, serão os casos de oferta de contratos a preços fixos. Nestes casos, a inexistência de coberturas torna o comercializador a depender das flutuações do mercado grossista e pode conduzir a indesejáveis quebras contratuais ou mesmo ao recurso ao fornecimento supletivo pelo CUR, com prejuízos evidentes para o sistema elétrico e para os consumidores que, mesmo não ficando com o fornecimento interrompido, deixam de beneficiar dos preços contratados em que pode assentar o seu plano de vida ou de negócios.

A supervisão das coberturas de risco, que pode implicar a realização de *stress tests* aos comercializadores, deve tomar em conta vários fatores, tais como o acesso dos comercializadores à geração, a sua robustez financeira, o nível de exposição aos mercados grossistas ou a dimensão e estrutura do mercado.

c) Maior proteção, incluindo novas regras sobre interrupção do fornecimento de energia e fixação de preços

Para a generalidade dos países da Europa Central e do Norte a interrupção do fornecimento de energia acarreta implicações de maior seriedade ao que se poderá verificar nos países da Europa do Sul, dada a amplitude térmica que se faz sentir nestes países e a essencialidade dos consumos de energia para aquecimento. Assim, no caso de interrupção de fornecimento de energia

44 Novo artigo 18.º-A da Diretiva (UE) 2019/944.

durante o inverno forte que se faz sentir nessas regiões, há uma preocupação acrescida com as populações vulneráveis, que dependem de forma crítica do acesso à energia para o aquecimento, verificando-se ainda casos extremos em que o acesso a essa energia representava mesmo uma condição vital. A crise energética conjugada com a exposição a preços variáveis ou a contratação dinâmica e com a dependência dos países mais afetados pelos fenómenos climáticos a produtos energéticos que sofreram variações acentuadas, reforçaram a preocupação do legislador europeu com a interrupção de fornecimento.

Tendo em vista os consumidores mais vulneráveis, que sejam afetados por fatores de pobreza energética, esta reforma pretende também reforçar os mecanismos de proteção dos consumidores. Para o efeito, prevê-se o reforço da posição contratual dos consumidores, em especial quanto à tutela dos seus direitos através dos mecanismos de resolução alternativa de litígios e a proteção dos consumidores vulneráveis contra interrupções de fornecimento, abandonando-se a restrição desta proteção ao conceito de “momentos críticos” e admitindo-se, agora, a proibição incondicional de interrupção⁴⁵. O conceito de consumidores vulneráveis cabe a cada Estado-Membro, sendo critérios orientadores a percentagem do rendimento disponível gasto em despesas de energia ou a eficiência energética.

Além disso, como já sucedia no caso português⁴⁶, para além da promoção de medidas de sensibilização e formação dos consumidores, os comercializadores passarão a estar impedidos de acionar a resolução do contrato ou de interromper o fornecimento durante a pendência de reclamações ou de litígios que corram entre as partes⁴⁷.

Por outro lado, os CUR passam de criação facultativa a obrigatória pelos respetivos Estados-Membros⁴⁸ e caso seja declarada uma crise dos preços da eletricidade a nível regional ou da União, os Estados-Membros podem, durante a vigência dessa decisão, aplicar medidas de intervenção pública específicas temporárias em matéria de fixação dos preços de comercialização da eletricidade às pequenas e médias empresas⁴⁹. Tal pode conduzir, reunidas

45 Artigo 29.º-A da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019.

46 Artigo 64.º, n.º 2, Regulamento n.º 826/2023, de 28 de julho de 2023 que aprovou Regulamento da Qualidade de Serviço dos Setores Elétrico e do Gás.

47 Refere-se, entanto, que a implementação desta medida deverá acautelar os riscos de abuso de direito, nomeadamente o recurso a expedientes processuais com finalidade meramente dilatória.

48 Novo artigo 27.º-A da Diretiva (UE) 2019/944.

49 Novo artigo 66.º-A da Diretiva (UE) 2019/944.

as condições legais, inclusivamente à fixação, a título excecional e temporário, a um preço de comercialização da eletricidade que seja inferior ao custo.

d) Partilha de energia

O *Clean Energy Package* introduziu, tanto através da Diretiva do Mercado Interno, como a Diretiva das Renováveis (RED II), o conceito de partilha de energia⁵⁰, que é concebido como um direito (distinto do direito de venda de eletricidade) atribuído às denominadas comunidades de energia, sejam estas denominadas de Comunidades de Cidadãos para a Energia ou Comunidades de Energia Renovável (artigo 16.º da Diretiva (UE) 2019/944 de 5 junho e 22.º da RED, respetivamente). O mesmo direito era concedido aos autoconsumidores (prosumers) de energia renovável, individuais ou coletivos, que se encontrassem no mesmo imóvel, inclusivamente em blocos de apartamentos (artigo 21.º da RED II). A partilha de energia que excedesse o domínio das redes internas de instalações particulares ficou assim reservada às comunidades de energia. Estas, enquanto entidades com personalidade jurídica de adesão aberta e voluntária, implicam restrições ao nível da participação e *governance*⁵¹.

Em Portugal, como em outros Estados-Membros, o direito à partilha foi concebido também para as denominadas Unidades para Autoconsumo (UPAC) remotas (em que o consumo é efetuado em sítio diferente do da produção), ainda que geralmente sujeito às restrições segundo o conceito objetivo de “proximidade elétrica”⁵².

A reforma legislativa mais recentemente publicada retoma e alarga o direito à partilha, alargando o seu âmbito subjetivo todos os consumidores domésticos, pequenas e médias empresas e entidades públicas, para além de outras categorias de clientes que venham a ser definidas pelos Estados-Membros, enquanto clientes ativos. Tal é feito a propósito do estatuto de “consumidores

50 Almeida, Klausmann, Soest & Cappelli, 2021.

51 As Comunidades de Cidadãos para a Energia estão abertas à participação de pessoas singulares, autoridades locais, incluindo municípios, ou pequenas empresas e o seu principal objetivo é proporcionar benefícios ambientais, económicos ou sociais aos seus membros ou titulares de participações sociais ou às zonas locais onde operam e não gerar lucros financeiros (artigo 2.º, n.º 11 da Diretiva da Eletricidade). Por sua vez, as Comunidades de Energia Renováveis, orientadas para o aumento da produção renovável, estão abertas apenas à participação de não-profissionais do setor, e o seu controlo deve ser feito por membros locais localizados na proximidade dos projetos de energia renovável de que a Comunidade seja proprietária e desenvolva, permitindo-se-lhes o recurso a qualquer fonte energética, desde que exclusivamente de renovável, bem como regimes de apoio.

52 Artigo 83.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

ativos”, que havia sido introduzido pela Diretiva da Eletricidade, conferindo-lhes agora o direito a partilhar energia entre si, desde que não constitua atividade comercial ou profissional principal.

Paralelamente, no que respeita ao seu âmbito espacial, este direito assume uma formulação que confere grande margem de latitude, apontando para um universo alargado. Assim, este direito passa a dever ser assegurado de forma não discriminatória dentro da mesma zona de oferta (que corresponde, no caso português, à totalidade do território continental) ou numa circunscrição territorial mais reduzida a definir pelo Estado-Membro.

De modo a prevenir distorções concorrenciais que daí possam advir, define-se que a participação em partilha de energia não poderá constituir atividade profissional ou comercial por parte dos consumidores envolvidos. A norma consagra também a figura de uma parte terceira responsável pela organização da partilha de energia, à semelhança da Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo (EGAC)⁵³. Esta entidade deverá ser responsável: pela articulação de interesses entre os consumidores que integrem as comunidades de partilha de energia e outras entidades relevantes, como os operadores de redes; pela gestão e equilíbrio das cargas flexíveis e outros aspetos de armazenamento; pela contratação e faturação dos consumidores envolvidos na partilha de energia; e pela instalação, operação e manutenção dos equipamentos e infraestruturas de produção e armazenamento.

Prevê-se, ainda, um estatuto aplicável aos consumidores que participem nas comunidades de partilha de energia que beneficiam de um conjunto de direitos. A saber: (i) o direito de deduzir a eletricidade injetada nas redes na medição dos seus consumos, sem prejuízo dos tributos e tarifas de acesso às redes aplicáveis; (ii) beneficiar de todos os direitos e obrigações reconhecidas aos consumidores finais no âmbito do enquadramento normativo europeu; (iii) não serem obrigados a cumprir as prerrogativas que impendem sobre os comercializadores, caso a energia partilhada provenha de uma capacidade instalada até 10.8kW, tratando-se de habitações singulares, e até 50kW, tratando-se de prédios residenciais em propriedade horizontal com frações autónomas. Neste último caso, prevê-se a possibilidade de aumento da capacidade prevista até 100kW, ou redução para 40kW, mediante a apresentação de motivos fundamentados na dimensão dos complexos residenciais; (iv) tenham acesso a minutas contratuais com termos e condições justas e

53 N.º 2 do artigo 6.º do Regulamento n.º 815/2023, publicado no Diário da República, 2.ª Série, n.º 145, de 27 de julho de 2023, que aprovou o Regulamento do Autoconsumo do Setor Elétrico.

transparentes, sendo que no caso de conflitos emergentes de disposições contratuais deverão poder aceder a centros de mediação e resolução de conflitos; (v) sejam informados sobre a possibilidade de alterações às zonas de oferta em linha com o disposto no artigo 14.º do Regulamento (UE) 2019/943.⁵⁴

Para efeitos de operacionalização destas comunidades de partilha de energia dentro do sistema, o n.º 6 deste novo artigo obriga os Estados-Membros a assegurar que os ORTs e os ORDs: (i) recolhem, monitorizam, validam e comunicam os dados de medição da comunidade de partilha de energia aos consumidores finais, pelo menos uma vez por mês, implementando para o efeito os sistemas tecnológicos necessários; (ii) asseguram a existência de um ponto de contacto para o registo de contratos de partilha, disponibilização de informação prática sobre o tema, entre outras informações relevantes.

Além disso, os Estados-Membros deverão assegurar que os projetos de energia partilhada detidos por entidades públicas sejam acessíveis a consumidores vulneráveis, reservando para o efeito uma quantidade mínima, em média, de 10% da energia partilhada. A propósito da “carga burocrática” envolvida na implementação dos projetos de energia partilhada, prevê-se que a Comissão emita orientações para a simplificação e standarização de procedimentos.

3. NOTAS FINAIS

A União Europeia aprovou, em resposta à crise de preços energéticos, uma reforma legislativa que, seguindo-se à dos gases descarbonizados, constitui uma última camada sobre último pacote do setor elétrico, o *Clean Energy Package* (2009), que, como vimos, pode estruturar-se em torno de três grandes eixos. A nossa nota preliminar vai para a resiliência dos objetivos climáticos, que se mantêm firmes, não afetando a relevância do binómio energia-ambiente.

Relativamente ao primeiro eixo – o desenvolvimento dos mercados – as propostas apresentadas visam uma melhor combinação dos mercados diários (*spot*) com os mercados de futuros, dando relevância aos contratos de longo prazo através quer de PPAs, quer de CfD. Sublinha-se o potencial de complementaridade das medidas num quadro de maior previsibilidade que viabilize os investimentos, sem prejuízo dos riscos inerentes que devam ser

54 Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade.

acautelados no concreto desenho da sua implementação. Os CfD, enquanto regime de apoio há muito experienciado numa dezena de Estados-Membros, não obstante as virtualidades, acarretam os riscos identificados e podem inibir o desenvolvimento dos demais mecanismos de mercado. Neste âmbito, a evolução do consumo de eletricidade será sempre um fator decisivo.

Como segundo eixo, as soluções de flexibilidade, incluindo a adaptação das regras de mercado, afiguram-se *prima facie* adequadas para a acelerar a integração de mais energias renováveis, mitigando de forma equilibrada as desvantagens da produção não despachável e procurando alcançar estabilidade no sistema. O próprio desenho das medidas, de carácter habilitador, exige inovação aos diferentes agentes e uma regulação adaptativa em função do desenrolar do mercado e das necessidades monitorizadas.

Por fim, como último eixo, as medidas de reforço da proteção e empoderamento dos consumidores surgiram como inevitáveis no pós-crise. Estas medidas não se circunscrevem aos consumidores vulneráveis, embora acentuem a sua proteção, e assumem não só medidas para cenários de crise, mas antes denotam uma aposta na descentralização e no empoderamento (permitido pela digitalização) como um fator de resiliência do próprio sistema.

BIBLIOGRAFIA

- AGÊNCIA DE COOPERAÇÃO DOS REGULADORES DA ENERGIA (ACER)
 2023 *Wholesale Electricity - Market Monitoring 2022 - High-level Analysis of Energy Emergency Measures*, disponível em Wholesale Electricity Market Monitoring 2022 High-level Analysis of Energy Emergency Measures (europa.eu) [consultado em 10.06.2024]
- 2024 *Position on anticipatory investments*, disponível em <https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-and-ceer-provide-recommendations-anticipatory-investments-accelerate-grid-expansion-energy-transition> [consultado em 22.05.2024]
- ALMEIDA, Lucila de; KLAUSMANN, Nikolas; SOEST, Henri van & CAPPELLI, Viola,
 2021 *Peer-to-peer trading and energy community in the electricity market-analyzing the literature on law and regulation and looking ahead to future challenges*, Robert Schuman Centre for Advanced Studies Research Paper No. 2021/35 RSCAS, disponível em https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/70457/RSC%202021_35rev.pdf?sequence=4&isAllowed=y [consultado em 26.07.2024].

Anatolitis, Vasilios; GEPHART, Malte; HELD, Anne; KLESSMANN, Corinna & WAGNER, Fabian

2024 *Contracts-for-Difference to support renewable energy technologies: Considerations for design and implementation*, disponível em https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/76700/RSC_TR_2024_03.pdf?sequence=1&isAllowed=y [consultado em 28.06.2024].

BANCO MUNDIAL

1998 *World Bank Toolkits/Concessions for Infrastructure*, disponível em <https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/library/world-bank-toolkitsconcessions-infrastructure> [consultado em 21.05.2024].

COMISSÃO EUROPEIA

2020 *Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões – Estratégia da UE para aproveitar o potencial de energia de fontes renováveis ao largo com vista a um futuro climaticamente neutro*, COM (2020) 741 final, de 19.11.2020.

CONSELHO DOS REGULADORES EUROPEUS DE ENERGIA (CEER)

2024 *Paper on DSO data exchange relating to flexibility and NRAs' role* (Ref: C23-DS-87-03), de 19 de janeiro de 2024, disponível em <https://www.ceer.eu/publication/ceer-paper-on-dso-data-exchange-relating-to-flexibility-and-nras-role-2/> [consultado em 06.06.2024].

SANTOS, Filipe Matias

2023 “Da Crise de Preços à Proposta de Redesenho do Mercado Europeu de Eletricidade” in Fábio Amorim da Rocha (coord.), *Temas Relevantes no Direito de Energia Elétrica*, Tomo X, Synergia, pp. 355-365.

SANTOS, Filipe Matias; COELHO, Joana Rocha & VEIGA, José Francisco

2024 “O Aumento do Preço Grossista e as Medidas para a Acessibilidade do Consumo de Eletricidade” in *Energia em Tempos de Pandemia*, no prelo.