RESPOSTA APREN | CONSULTA DE INTERESSADOS N.º 119/2022

Proposta de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social em 2024 – Setor Elétrico

A APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis – vê com muito apreço a iniciativa de consulta, dirigida às partes interessadas, no âmbito da proposta de alocação dos valores relativos à tarifa social da eletricidade (TSE). Este tem sido um dos temas relevantes para parte dos Associados da APREN, já levantado em diversos âmbitos, nomeadamente na Consulta Pública realizada em novembro de 2022, para a Proposta de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social em 2018-2023.

Apesar da APREN ser parte integrante do Conselho Consultivo da ERSE, não pode deixar de responder individualmente a esta consulta, apresentando uma visão individualizada do setor de geração de eletricidade renovável em Portugal face à Proposta, com foco especial nas áreas que considera críticas para o desenvolvimento do sector e consequentemente do país. Neste sentido, não se pretende assim uma análise exaustiva da Proposta, mas uma análise que aborde as áreas que considera fundamentais para defender uma política regulatória e fiscal que promova a eletrificação direta e indireta como ferramenta essencial para se alcançar a descarbonização da economia, através da utilização de energias renováveis e num ambiente de promoção da competitividade entre todos os atores.

1) MODELO DE FINANCIAMENTO

Presentemente, no artigo 2º do Decreto-Lei 104/2023, que altera a redação do artigo 199.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, tem-se: "Os custos da tarifa social e o seu financiamento incidem sobre os **titulares dos centros eletroprodutores**, os comercializadores de energia elétrica e os demais agentes de mercado na função de consumo.". Como primeiro e fundamental comentário, e conforme já formalizado em diferentes âmbitos, a APREN discorda com o facto de o financiamento da TSE recair nos produtores de eletricidade renovável, na sua generalidade, e agora também noutros demais agentes do setor. Neste sentido, destaca-se o estudo publicado em 2021 pela Deloitte, "*Develop a new energy and environmental taxation policy for the energy transition in Portugal*", o qual sugere a remoção do ónus da TSE aos produtores de eletricidade, devendo esta ser suportada na tarifa geral de eletricidade ou mesmo pelo orçamento de Estado de cada ano.

Sublinha-se que Portugal é o único país da União Europeia que **repercute a tarifa social nos produtores de eletricidade**, sendo que a maioria o faz ou por Orçamento de Estado ou por incidência nos restantes consumidores, cumprindo assim o estipulado na Diretiva 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho para a pobreza energética, devendo esta ser combatida através de um sistema geral de

previdência ou de um mercado de energia por clientes não elegíveis coletivamente.

Mesmo no plano interno, vale a pena notar a posição do Conselho Tarifário da ERSE em 2023, relativa às Tarifas e Preços para energia elétrica, que destaca que *"(…) o modelo de financiamento vigente em Portugal, assente nos titulares de centros eletroprodutores com fonte de energia primária não renovável e nos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, é único no plano europeu e não corresponde às orientações da Comissão Europeia, da Agência Internacional de Energia (IEA) e das posições da própria ERSE, as quais recomendam preferência pelo financiamento público deste mecanismo de apoio social"*[1]. Por outro lado, recomenda ainda, por parte da ERSE, a tomada de *"(…) medidas assertivas junto do Governo no sentido da* ***revisão do modelo de financiamento da tarifa social*** *da eletricidade e do gás, com vista à implementação de uma solução que garanta o cumprimento das diretrizes da legislação europeia"*[1].

Finalmente, acredita-se que, sendo decidido politicamente que são os agentes do mercado de eletricidade a suportar o financiamento da TSE, o **modelo** deveria ser desenhado **com a colaboração das próprias entidades financiadoras**, por forma a facilitar incorporação da mesma nas suas estruturas financeiras e a aumentar a eficácia na aplicação final das verbas, ao invés de ser imposto de forma unidirecional e pouco flexível. Neste sentido, sugere-se ainda que seja dada uma maior visibilidade às entidades financiadoras, como parte da sua Responsabilidade Social, na informação que chega ao consumidor final, sendo frequentes os casos de beneficiários que desconhecem que lhes é aplicado o desconto da TSE e quem suporta o mesmo.

2) MÉTODO DE IMPLEMENTAÇÃO

Conforme a sua atual implementação, a TSE pode surtir algum efeito dissuasor na intenção dos cidadãos em estabelecerem (ou a fazerem parte de) aproveitamentos energéticos descentralizados coletivos, pois o benefício seria menor. Por outro lado, também não incentiva a realizarem intervenções de renovação e eficiência energética na habitação. Estas, sendo medidas que ajudariam a reduzir os encargos com eletricidade de forma mais robusta e permanente, incidindo diretamente nas causas-raiz, seriam mais interessantes de promover junto dos consumidores do que a diversificação de mecanismos do tipo "paliativos" ou a "fundo perdido", como seja a TSE (que, em média, permite poupar menos de 180€ por ano). Porém, reconhece-se que no caso de agregados domésticos com carências financeiras e habitacionais mais agravadas, o tipo de investimento necessário à implementação das medidas mencionadas não está ao seu alcance, pelo que a TSE assume um papel relevante ao aumentar o seu rendimento disponível. Assim, sugere-se paralelamente uma **revisão dos critérios de acesso à TSE e respetivos métodos de**

[1] Cf. Parecer do Conselho Tarifário sobre a "Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica de julho até dezembro de 2023 – Fixação excecional" in Coletânea dos pareceres do Conselho Tarifário – setor de eletricidade, ERSE, 2023, pp. 47 ss., disponível em: https://www.erse.pt/media/x0qoox44/se_coletanea_pareceres_ct_12092023.pdf

verificação, por forma a abranger somente as famílias em pobreza energética, e, por outro lado, a reduzir o encargo junto das entidades financiadoras. Reforçando esta ideia, e por comparação, em Espanha, com 5 vezes mais habitantes, cerca de 1,3 milhões de contratos de eletricidade estão abrangidos pela tarifa social, enquanto Portugal está próximo dos 0,8 milhões.

É ainda de referir que, tomando o exemplo da tarifa social em Espanha que pressupõe a adesão ao *Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor* (PVPC), seria relevante repensar a aplicação da TSE junto do consumidor vulnerável em Portugal no sentido de ajudar a promover consumos durante as horas típicas de maior produção (ou excesso) renovável. Isto é, ao invés de o desconto ser somente aplicado no valor final da fatura, este seria feito **em função do consumo em determinados períodos horários**, contribuindo para uma adoção de hábitos de consumo mais eficientes na habitação. Deste modo, a TSE que é atualmente um instrumento passivo, adquiriria um caráter mais proativo no aumento da literacia energética dos beneficiários, proporcionando ao mesmo tempo um serviço de sistema.

3) ENTIDADES FINANCIADORAS

Relativamente à listagem das entidades financiadoras, verificou-se a identificação de algumas centrais que entram em discrepância com os novos critérios, introduzidos pelo Artigo 3º do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro de 2023, nomeadamente no ponto 1, alínea a) "*iii. Paguem contribuições ao SEN como contrapartida da obtenção de título de reserva de capacidade atribuído na modalidade de procedimento concorrencial*" e no ponto 2 "*A isenção prevista na alínea a) do número anterior cessa quando deixarem de se verificar as condições previstas nas respetivas subalíneas.*". Assim, centrais fotovoltaicas resultantes dos leilões de 2019 e 2020, não podem constatar das centrais identificadas para pagamento, como por exemplo a CF Aljeruz, do leilão de 2019, em **regime experimental de testes** e cuja licença de exploração definitiva não foi ainda obtida. O pedido **de período experimental de operação**, prévio ao início do **período de exploração** do centro electroprodutor, como a designação indica, tem o objetivo de realizar todos os ensaios prévios necessários ao acordo de ligação à rede e encontra-se dentro do limite de 12 meses (estabelecido pelo Artigo 32º, ponto 6, do Decreto-Lei 15/2022) acrescido de mais 12 meses (devido ao Artigo 4º do Decreto-Lei 72/2023). Logo, esta central ou qualquer outra nestas condições, a entrar na repartição do financiamento da TSE estimada, apenas deve ser contabilizada a partir do momento em que entrar oficialmente em exploração, caso se legisle nesse sentido. Sugere-se, deste modo, uma revisão geral das centrais que possam estar em situação semelhante.

Outro aspeto a assinalar é a impossibilidade de repercussão das contribuições para a TSE através do mercado por parte dos produtores que não transacionem a energia que produzem diretamente no mesmo (por exemplo, no caso das PPA). Desta forma considerar-se-ia mais equilibrado que **a entidade financiadora fosse o agente que vende a energia em mercado** e não o produtor, o que ocasiona distorções ao nível de concorrência.

Ainda no âmbito da aplicação das condições de isenção, sublinha-se a carência de regulamentação por parte da ERSE que esclareça a sua implementação nos casos das **instalações de armazenamento co-localizadas**. Deste modo, entende-se que deve ser garantido que no apuramento da

energia injetada na rede por produtores, nos termos do n.º 2 do Art. 199º-B do Decreto-Lei n.º 15/2022, deverá ser excluída a energia injetada na rede por instalações de armazenamento co-localizadas a partir de carregamento feito a partir da RESP, uma vez que a instalação de armazenamento co-localizada pode injetar na RESP energia proveniente quer do centro electroprodutor co-localizado quer da RESP, não havendo uma separação de contagem para ambas (à semelhança da solução que está prevista no âmbito do mecanismo de equilíbrio concorrencial para o armazenamento a partir de bombagem hidroelétrica).

4) OPERACIONALIZAÇÃO

Uma observação fundamental prende-se com os efeitos retroativos do financiamento da TSE, com efeito a partir de 17 de novembro de 2023. Tal afigura-se injusto, não sendo legalmente aceitável a atribuição de **efeitos retroativos** a um normativo mais prejudicial do que o anteriormente em vigor, não permitindo às entidades financiadoras acautelar as medidas necessárias para minimização do impacto. Assim, defende-se que o financiamento da TSE deveria produzir efeitos apenas a partir da data de entrada em vigor e não antes ou, no limite, que não sejam acrescidos os juros referentes ao ano de 2023.

Por outro lado, chama-se a atenção para uma dupla oneração, no caso de alguns produtores, no âmbito do retorno expectável do regime do *clawback*, por via do ressurgimento do imposto sobre a produção de energia elétrica em Espanha. Tal, fará com que o **mesmo produtor fique simultaneamente sujeito à fiscalidade portuguesa e espanhola e seja indevidamente onerado**. Assim, entende-se que os encargos suportados pelos produtores com a tarifa social devem ser, no mínimo, levados em conta e efetivamente deduzidos aos encargos relativos ao *clawback*, conforme previsto na Portaria n.º 282/2019 e no Despacho n.º 12424-A/2019.

Aponta-se ainda a aparente sobrecarga do produtor com a garantia do regime de riscos e garantias. Isto é, determinando o n.º 4 do Art. 3º (Prazo de pagamento e garantias) da Proposta de Operacionalização que "*Para garantia do cumprimento das obrigações associadas ao financiamento dos custos da tarifa social, os agentes financiadores constituem garantia nos termos do regime de riscos e garantias aprovado pela Diretiva n.º 7/2021, de 15 de abril, na sua redação em vigor, sendo a garantia utilizada sempre que necessário e nos moldes aí previstos*", parece excessivo considerar-se a possibilidade de exigir a prestação de uma **garantia para o financiamento da TSE**, quando não há qualquer previsão no Decreto-Lei n.º 104/2023 e tal nunca existiu desde a criação do mecanismo da TSE.

Finalmente, considera-se que deverá ser explícito na Diretiva que a faturação aos clientes deste financiamento deverá ser uma **rubrica em linha desagregada dos restantes itens de faturação**. Esta desagregação permitirá ao cliente conhecer em detalhe a constituição dos valores faturados, evitando a ocorrência de eventuais distorções nos preços faturados pelos comercializadores sob o pretexto de atualização desta rubrica. Em caso contrário, deverá ser acautelado que a faturação em base mensal deverá ser a partir do mês de abril ou maio, dependendo da data de publicação da Diretiva, acautelando o prazo de 30 dias de pré-aviso das alterações contratuais conforme disposto no nº. 3 do Art. 68º do Regulamento das Relações Comerciais.

5) DEVERES DE REPORTE

No âmbito dos deveres de reporte, pede-se esclarecimento sobre se os Centros Electroprodutores que estão isentos estão ou não abrangidos na obrigação de enviar a informação que consta do Anexo I.2, dado que:

- o Artigo 2.º define **produtores** como os **centros electroprodutores obrigados,** logo os que não estão isentos;
- o Anexo I.2 diz que "os **agentes financiadores dos custos da tarifa social** na atividade de produção devem remeter ao GGS a informação aí mencionada através de ficheiro em formato CSV, …".

Questiona-se ainda sobre a operacionalização do dever de reporte, nos termos dos n.º 2 e n.º 3 do Artigo 7.º da Proposta de Operacionalização (Critérios de certificação da informação). Por um lado, considera-se exagerada a necessidade de **revisão por um Revisor Oficial de Contas** da informação que permite aferir o cumprimento da isenção do financiamento da TSE reportada ao GGS. E, por outro lado, parece haver uma ausência de envolvimento por parte da DGEG no processo e uma responsabilização dos ROC, sabendo que:

- a DGEG possui a informação necessária prestar ao GGS sobre os Centros Electroprodutores Obrigados e também indicar quais os Centros Electroprodutores que estão isentos;
- os ROC não habilitados para certificar os regimes tarifários dos Centros Electroprodutores;
- há informação pedida nos Anexos I.1, I.2 e I.3 que não é relevante para a implementação da Diretiva.

Mais ainda, relativamente ao Art. 4º, propõe-se que o **valor a considerar pelo GGS para efeitos de faturação** do financiamento da TSE seja a quantidade de energia apurada no referencial de consumo do mês precedente e os acertos de M+3 e M+6, reportados pelo operador de rede. Isto tendo em consideração que, por vezes, existem incorreções significativas na informação das quantidades de energia apuradas no referencial de consumo disponibilizada pelo operador de rede.

6) REPARTIÇÃO DO FINANCIAMENTO

Verifica-se que a relativa discriminação face aos produtores hídricos com potência de ligação acima de 10 MVA já não é tão pronunciada, dada a inclusão de outro tipo de aproveitamentos de energia renovável (34 centrais fotovoltaicas e 3 parques eólicos adicionais, de acordo com a listagem no documento justificativo da presente Consulta). Não obstante um esforço total menor para os produtores hídricos >10MVA que até então têm contribuído, estando agora o custo repartido por mais entidades financiadoras. Por outro lado, considerando um futuro em que a produção seja na sua grande maioria renovável (mantendo-se o atual mecanismo de financiamento da TSE) e que o custo recaia inevitavelmente num grupo mais alargado dos produtores de eletricidade renovável, no seu conjunto, todos os produtores elegíveis acabarão por beneficiar da proposta de repartição conjunta com mais entidades do setor. Contudo, deve ser reforçada a importância do setor renovável no sistema electroprodutor e na eletricidade que chega ao consumidor final, dada a sua contribuição para a redução do custo da componente de energia na tarifa final aplicada, usufruída por todos os consumidores. Deste modo, considera-se injusto que o custo com a TSE venha causar uma redução imprevista na remuneração dos centros electroprodutores (podendo em alguns casos contribuir para que haja incumprimento de contratos de

financiamento), propondo-se a **introdução de um ponderador renovável** que reduza o encargo para os produtores de origem renovável, que atualmente representam cerca de 70% do total da potência de ligação considerada na 2ª repartição.

Vê-se positivamente que a repartição do valor alocado aos produtores seja agora feita na proporção da potência de ligação, deduzida de 10 MVA, ao invés da potência instalada conforme o anterior quadro legal. No entanto, desta maneira, permanece a impossibilidade da transferência dos custos com o financiamento da TSE para a real oferta de mercado dos produtores. Este custo extra para os produtores de eletricidade, que tem sofrido alterações ao longo do tempo, é um fator de instabilidade, gera falta de visibilidade e credibilidade para o setor, o que **prejudica a atratividade do mercado nacional e a tão necessária captação de investimento privado em projetos fundamentais à transição energética** e, consequentemente, a competitividade das renováveis com outros mercados. Por outro lado, prejudica ainda empresas com estruturas financeiras cujo balanço patrimonial apresenta uma dimensão reduzida, com menos flexibilidade para aguardar pelos acertos e ajustes no ano seguinte ao da estimativa, podendo estes à posteriori revelar-se ainda mais penalizadores. Como tal, sugere-se que a repartição assente na **proporção da eletricidade injetada** na rede por cada produtor elegível. Tal é reforçado considerando que o contexto de operação e manutenção de uma central com uma potência de ligação de 10 MWA difere muito de uma central com uma potência de ligação de 100 MWA, e dos serviços de sistema que as mesmas são capazes de proporcionar ao GSS, além de que o aproveitamento dos recursos renováveis se traduz em índices de produtibilidade muito diferentes entre tecnologias.

Ainda no seguimento do ponto anterior, observa-se que o método de **estimativa da produção** (1ª repartição) não é totalmente claro, pedindo-se detalhe adicional para este cálculo. Não obstante a variação do recurso em função da localização, verificam-se estimativas de produção discrepantes em centrais da mesma tecnologia com a mesma potência de ligação, o que é altamente penalizador para estes produtores.

Em suma, a APREN considera imperativo ter em conta os objetivos assumidos pelo Estado português no âmbito da União Europeia e restante comunidade internacional, relativos à descarbonização e segurança do abastecimento. Face ao contexto atual de necessidade de aumento de ambição para garantir a resposta ao REPowerEU da União Europeia, é necessário promover um quadro regulatório e fiscal estável que incentive a captação do necessário e incontornável investimento e financiamento privado para permitir a realização da transição para energias limpas. Assim, é necessária uma política fiscal que se coadune com os objetivos estratégicos para energia e clima e que tragam visibilidade e garantam atratividade ao investimento. Por outro lado, penalizar um setor da eletricidade renovável, o qual promove a redução dos custos da eletricidade ao consumidor e permite a descentralização e democratização da geração, parece-nos penalizar e injusto no atual contexto.