

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE
A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS
2022-2023”

Junho 2022

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

Nos termos do n.º 7 do artigo 202.º do Regulamento Tarifário¹ e do n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE², o Conselho de Administração da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE, no dia 31 de março de 2022, a “Proposta de tarifas e preços de gás para o ano gás 2022-2023” e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido parecer a 29 de abril de 2022.

O processo de fixação de tarifas e preços pela ERSE, tal como o prazo de emissão de parecer pelo Conselho Tarifário, previsto no n.º 10 do artigo 202.º do Regulamento Tarifário, correu os seus normais termos e foi, como sempre, oportunamente cumprido.

Após a análise do Parecer do Conselho Tarifário, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como as observações das demais entidades consultadas nos termos regulamentares, a ERSE aprova as tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2022-2023.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento “Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2022-2023” e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados no site da ERSE, acompanhados pelo Parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

Apresentam-se de seguida as observações da ERSE aos comentários e recomendações na especialidade constantes do Parecer do CT à “Proposta de tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2022-2023”. Sobre os pontos do parecer do CT relativos a análise de matérias relevantes numa perspetiva de caracterização e análise da sua evolução, não são tecidas observações dadas as suas características iminentemente factuais e de enquadramento.

I – ENQUADRAMENTO

A. RECOMENDAÇÕES ANTERIORES DO CT

No tema da Tarifa Social, remete-se para os comentários apresentados no ponto E e na alínea i) das Recomendações (Parte III).

¹ Aprovado pelo Regulamento n.º 368/2021, publicado na 2.ª Série do Diário da República n.º 82/2021, de 28 de abril de 2021.

² Aprovados em anexo ao Decreto Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, com a última alteração a introduzida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho.

B. PONTO PRÉVIO – CONTEXTO ATUAL DO SNG

B.1. MERCADO GROSSISTA E PREÇOS DE ENERGIA

A ERSE entende que a crítica do CT relativamente à “evolução das ofertas em regime de mercado” se refere especificamente à análise apresentada no sumário executivo do documento «*Proposta de Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2022-2023*». No entender da ERSE esta análise é informativa e não condiciona de modo algum a formação de preços em mercado livre. Aliás, o excerto em causa destaca de forma clara que o resultado se baseia num pressuposto simplificador («*Se ocorrer uma atualização do preço da componente de energia no mercado livre em linha com a componente de energia no mercado regulado ...*»), uma vez que a formação de preço acontece de forma livre entre cada comercializador e cada cliente final («*A componente de energia é negociada livremente entre os comercializadores do mercado livre e os consumidores.*»). O objetivo principal da análise apresentada pela ERSE é a condensação num valor central do impacte das variações tarifárias nas várias parcelas que compõem o preço final.

Contudo, admite-se que na situação atual, em que se assiste a uma elevada volatilidade do preço da componente de energia, a evolução do preço de energia possa apresentar diferenças relevantes entre o mercado regulado e o mercado livre. Por esse motivo, será retirado o excerto do sumário executivo referente ao Quadro 0-4 ³, mantendo-se a análise em torno do Quadro 0-3, uma vez que o impacte médio da tarifa de Acesso às Redes no preço final é mais determinístico ⁴. Mais, informa-se que no comunicado e no dossier de imprensa também se evitarão referências quantitativas à eventual evolução das ofertas no mercado livre.

B.2. DESENVOLVIMENTOS LEGISLATIVOS E REGULATÓRIOS

A ERSE reconhece a complexidade do enquadramento geral por que passa o setor da energia, a que não poderia escapar o setor do gás natural, quer no contexto nacional, quer no contexto europeu. O CT, no seu Parecer, faz referência ao processo de consulta pública relativa a medidas extraordinárias no âmbito do Sistema Nacional do Gás (SNG), considerando que a mesma se sobrepõe quer às comunicações de política energética no âmbito da União Europeia, quer do próprio processo de fixação de tarifas e preços para 2022-2023.

³ Com o título «Quadro 0-4 - Impactes das tarifas de Acesso às Redes e da componente de energia nos preços do Mercado Livre»

⁴ Embora também aqui se coloque a questão do preço médio final poder apresentar diferenças relevantes entre comercializadores.

Como o próprio CT faz referência, a aludida consulta pública não surge desenquadrada de atuação regulatória que a antecedeu, sendo disso exemplo a adoção do Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro, que, incorporando medidas que se destinam ao setor do gás, tiveram a sua maior expressão no setor elétrico. Como também refere o CT, as medidas adotadas com esse quadro regulamentar visaram objetivamente a preservação possível do espaço de pluralidade empresarial também no setor do gás, num contexto que todos reconhecem como sendo de evolução inesperada e adversa.

Cabe ainda recordar que o próprio documento de consulta pública começa por referir que o contexto que a motiva antecede, em vários meses, a situação excecional motivada pela guerra na Ucrânia e a tensão política com a Federação Russa que, de forma muito concreta, motiva uma parte substancial das considerações que orientam os documentos de política energética no contexto da União Europeia, em particular, a comunicação da Comissão Europeia REPowerEU.

Adicionalmente, importa reter que, tendo a consulta pública o propósito de lançar as bases de uma discussão participada a respeito de medidas que impactam no desenho e desenvolvimento do mercado, há uma parte muito substantiva do documento de consulta que versa sobre medidas que se destinam a um funcionamento mais efetivo do mercado nacional de gás natural, sem que se afete o seu desenho de forma estrutural. Estão neste plano as medidas que concorrem para dotar de mais liquidez e, por conseguinte, robustez, o mercado organizado de gás natural com referência para Portugal. Não considera, pois, a ERSE que a referida consulta prejudique a clareza com que se efetuam desenvolvimentos regulatórios, que, ainda que possam complementar, não se restringem à fixação de tarifas e preços.

II – ESPECIALIDADE

B. TARIFAS E PROVEITOS PERMITIDOS NO ANO GÁS 2022-2023 POR ATIVIDADE

B.1. PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS

No que se refere às previsões utilizadas para o deflator do PIB a ERSE monitoriza em permanência a evolução da inflação. Face ao aumento significativo da inflação, entre o momento da proposta tarifária e o fecho do exercício tarifário, e respetivas expectativas de evolução para 2022 e 2023, que se refletiram nas últimas previsões dos organismos internacionais que acompanham as políticas monetárias financeiras nacionais, considera-se adequado a aplicação de valores previsionais para o deflator do PIB mais atualizados, tal como recomendado pelo Conselho Tarifário.

Neste sentido, as previsões para o deflator do PIB foram revistas em alta, de acordo com as previsões económicas da Comissão Europeia de Maio de 2022, para 2,9 p.p. em 2022 (em lugar de 1,8 p.p. na proposta tarifária) e 3,1p.p. em 2023 (em lugar de 1,4p.p.).

No que se refere ao nível historicamente baixo dos proveitos a recuperar pelas tarifas de acesso às infraestruturas de alta pressão (AP), a ERSE tem noção de que os proveitos apresentados na proposta tarifária para o ano gás 2022-2023 são historicamente baixos. Este nível de proveitos resulta, por um lado dos efeitos dos desvios verificados nos últimos anos na faturação das tarifas de acesso em alta pressão face ao previsto, que por sua vez estão relacionados essencialmente com a procura de gás consumido no setor elétrico, e por outro, de receitas extraordinárias com prémios de leilão que reverteram para as tarifas, baixando o nível de proveitos a recuperar pelos operadores de alta pressão.

No entanto, estes efeitos foram atenuados na presente proposta tarifária com a aplicação pela ERSE de um conjunto de mecanismos que visam controlar a volatilidade dos proveitos nas infraestruturas de alta pressão. Assim, este ano foram aplicados o mecanismo de diferimento intertemporal das receitas com os prémios do leilão de capacidade do Terminal de GNL de 2021 e os mecanismos de atenuação de ajustamentos tarifários, ao nível do Terminal de GNL e do Armazenamento Subterrâneo. Além destes mecanismos, recorreu-se à possibilidade prevista no Regulamento Tarifário de não considerar o ajustamento provisório de s-1 na atividade de armazenamento subterrâneo dada a instabilidade tarifária que tal poderia provocar. O mecanismo de diferimento intertemporal de desvios associados à procura na atividade de transporte, apesar de não ter sido despoletado este ano, constitui igualmente um instrumento eficaz de controlo da volatilidade tarifária nessa atividade, disponível em futuros exercícios tarifários.

Como identificado pelo CT no seu Parecer, o mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários previsto para a atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e para a atividade de Armazenamento Subterrâneo foi ativado, mas as transferências de montantes entre estas duas infraestruturas não se anularam mutuamente, contrariamente a anos anteriores, contribuindo assim para uma redução da tarifa de UGS. Assim, tornou-se possível repercutir os desvios tarifários favoráveis ao sistema de forma mais transversal a todos os utilizadores, ao mesmo tempo que se evitou a fixação das tarifas do terminal e do armazenamento em níveis ainda mais anormalmente baixos.

Importa ainda referir que a forte diminuição das tarifas de acesso às infraestruturas de AP sucede num contexto totalmente oposto para os preços de gás natural nos mercados grossistas, que têm evoluído para níveis extraordinariamente elevados, por motivos estruturais e conjunturais, sendo que estes últimos permitem esperar que preços tão elevados não se mantenham a médio prazo. No horizonte temporal

imediatamente posterior ao próximo ano gás, é expectável a reversão dos preços de energia para níveis, embora provavelmente ainda altos, mais próximos do “normal histórico”, diminuindo o risco de se conjugarem efeitos simultâneos de crescimento das tarifas de acesso às infraestruturas de AP e dos preços de energia.

Assim, considera-se fundamental a repercussão de montantes disponíveis, através das tarifas das infraestruturas em AP, de forma a mitigar os aumentos significativos da componente de energia. Havendo a possibilidade de mitigar este efeito no curto prazo, seria de difícil compreensão se o regulador retivesse esse alívio tarifário.

Não obstante o referido, importa relevar o acompanhamento que é feito em permanência pela ERSE aos fatores que possam perigar a estabilidade tarifária, nomeadamente a evolução da procura. Este acompanhamento procura antecipar os eventuais impactes desses fatores na volatilidade das tarifas e permitir a aplicação atempada dos mecanismos à disposição da ERSE mais eficazes para controlar esses impactes.

B.2. PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE ALTA PRESSÃO

B.2.2. ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS

Conforme referido anteriormente, a ERSE está consciente que será muito difícil manter nos anos seguintes o nível baixo de proveitos das infraestruturas de AP contantes da proposta tarifária para 2022-2023. Na definição de proveitos para cada ano, a ERSE tem a preocupação de avaliar os impactes dos custos e das receitas consideradas de forma a controlar grandes variações tarifárias, ponderando esta avaliação no contexto global da evolução tarifária e face aos instrumentos que tem ao seu dispor. Neste sentido, ao nível da atividade de transporte de gás coexistem dois mecanismos de controlo da volatilidade tarifária, o mecanismo de diferimento intertemporal de desvios associados à procura de gás e o mecanismo de diferimento da reversão às tarifas das receitas resultantes dos prémios de leilão, que podem ser aplicados caso seja necessário mitigar a volatilidade tarifária.

Além do mais, para os exercícios tarifários futuros, também não é expectável que o nível dos custos de energia se mantenha tão elevado como na conjuntura atual. Deste modo, poderá haver alguma compensação, pelo menos parcial, entre os acessos às infraestruturas de AP e o preço de energia, sabendo de antemão que cada um desses agregados de custo impacta de forma diferente na tarifa final.

B.2.3. ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAGEM E REGASEIFICAÇÃO

Ao nível da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL é aplicada uma metodologia de regulação por incentivos com uma parcela fixa e duas parcelas variáveis. Uma das parcelas variáveis tem a sua variação indexada à evolução dos preços no OMIP e foi calibrada para fazer face aos custos com o consumo de energia ativa utilizada pela REN Atlântico para o processo de regaseificação do gás. O custo assim obtido representa habitualmente entre 50% e 55% dos custos aceites com o OPEX⁵ anual da REN Atlântico, mas, em tarifas de 2022-2023 face ao grande aumento dos custos de energia nos mercados, deverá representar cerca de 68% dos custos de OPEX.

A aceitação dos custos indexada aos contratos de futuros do mercado português e espanhol foi uma opção aplicada nos últimos três períodos de regulação, que foi proposta em consulta pública e mereceu a concordância da REN. Como é característico na aplicação de um modelo de regulação por incentivos, o cálculo da parcela de proveitos permitidos indexados ao OMIP poderá gerar ganhos para a empresa em alguns anos e perdas noutros anos. Esta metodologia poderá ser objeto de ponderação e análise no âmbito da preparação do novo período de regulação do gás, que terá início no ano de 2024.

B.3. TARIFAS POR ATIVIDADE DAS INFRAESTRUTURAS DE ALTA PRESSÃO

Conforme referido no ponto B.1 a ERSE reconhece que o setor do gás tem vivido uma situação de desvios tarifários favoráveis ao sistema, o que tem resultado em reduções tarifárias relevantes, em particular na tarifa de Uso da Rede de Transporte, na tarifa de Armazenamento Subterrâneo e na tarifa de Uso do Terminal de GNL. Estas reduções têm permitido que o sistema tarifário português mitigue uma parte do aumento significativo da componente de energia, decorrente da crise energética que se atravessa. Havendo a possibilidade de mitigar este efeito no curto prazo, seria de difícil compreensão se o regulador retivesse esse alívio tarifário.

⁵ Do inglês *Operational Expenditures*, isto é, custos de exploração.

B.5. ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

B.5.1. PROVEITOS PERMITIDOS

A opção prevista no Regulamento Tarifário da ERSE de considerar ou não o ajustamento provisório nas atividades reguladas visa evitar grandes variações tarifárias, em especial quando se tratam de valores decorrentes de previsões de consumos que podem estar comprometidas por se realizarem em períodos de grande instabilidade económica e social.

Independentemente da sua consideração, o cálculo do ajustamento provisório é sempre efetuado e apresentado nos documentos publicados pela ERSE, sendo que a opção da sua não consideração é naturalmente ponderada de modo a não comprometer o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, desde que geridas de forma eficiente. A este propósito, importa ainda recordar que o ajustamento provisório que tem sido calculado na atividade de distribuição do gás é uma estimativa do ajustamento definitivo e, conseqüentemente, a sua não consideração não compromete o equilíbrio económico financeiro, esta é uma das razões pelas quais o Regulamento Tarifário do setor elétrico não prevê a aplicação de ajustamentos provisórios (t-1) nas atividades de transporte e de distribuição de energia elétrica.

B.5.2. TARIFAS DAS ATIVIDADES DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

O apuramento dos proveitos permitidos a recuperar pela tarifa de uso da rede de distribuição, designadamente, os ativos a remunerar e o OPEX decorrente da aplicação dos parâmetros definidos para cada período de regulação, é suportado em informação auditada reportada à ERSE que é alvo de uma profunda análise, tal como é patente nos documentos que acompanham as tarifas.

Em paralelo, a ERSE monitoriza, anualmente, o desempenho económico e operacional da atividade de distribuição de forma a acompanhar de perto a sua evolução e, assim, agir em conformidade com a mesma. Registe-se igualmente as ações de fiscalização e auditorias efetuadas pela ERSE como forma de validar *in loco* a informação prestada pelos operadores e, conseqüentemente, assegurar a elegibilidades dos custos a considerar no cálculo tarifário.

Em suma, a ERSE considera que anualmente os proveitos recuperados pela tarifa de Uso da Rede de Distribuição têm subjacentes os custos elegíveis para aquele período.

B.6. ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

B.6.1. CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE GÁS NATURAL

Os custos de aquisição de gás natural têm subjacente, como refere o CT, o aprovisionamento-fornecimento suportado pelos contratos históricos do Comercializador do Sistema Nacional de Gás (CSNG), celebrados em regime de *take-or-pay*, existindo ainda dois contratos nestas condições, válidos até 2023 e 2027. Em termos regulamentares, a atividade de Compra e Venda de gás natural foi dividida em duas funções de forma a explicitar as várias formas de aprovisionamento do Comercializador de último recurso grossista: compra e venda, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo e compra e venda de gás natural, em mercados organizados ou através de contratos bilaterais.

Como referido no documento “Proposta de proveitos permitidos e ajustamentos para o ano gás 2022-2023 das empresas reguladas do setor do gás”, de acordo com o artigo 121º do Regulamento Tarifário em vigor, os proveitos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos Comercializadores de último recurso, para o ano s, resultam da soma das seguintes funções:

1. Função de compra e venda de gás natural, decorrentes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo;
2. Função de Compra e Venda de gás natural em mercados organizados ou através de contratos bilaterais;
3. Função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono.

No entanto, no ano gás 2022-2023, apenas são calculados os proveitos para a função de Compra e Venda de gás natural, resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, pois não existem previsões nem informações para as outras funções.

Desta forma, o custo de aquisição de gás natural tem em conta o custo previsto no âmbito dos dois contratos celebrados em regime de *take-or-pay*, ainda em vigor. O custo do gás natural nestes contratos está indexado à cotação ao preço do petróleo ou aos seus derivados com desfasamento entre 3 e 6 meses, consoante os contratos. Assim, nas previsões do custo de gás natural são consideradas as cotações do petróleo ocorridas nos últimos seis meses e as cotações dos futuros desta *commodity* para os próximos seis meses.

Em suma, não sendo previstas aquisições por parte do CURg em mercados organizados ou através de contratos bilaterais, as cotações verificadas e previstas em outros mercados de referência não são tidas em consideração no custo previsto de aquisição de gás natural, o que decorre da legislação⁶ e da regulamentação em vigor.

B.6.2. TARIFA DE ENERGIA

O CT refere uma divergência entre o Quadro 2-24 da «Proposta de tarifas e preços de gás para o ano gás 2022-2023» e a tarifa de Energia no Quadro 3-38. Informa-se que o Quadro 2-24 apresenta uma média simples do custo unitário do gás em 2022 e 2023. No caso do Quadro 3-38, o valor da tarifa de Energia a aplicar aos comercializadores de último recurso retalhistas no ano gás decorre de uma média ponderada dos valores referidos para os anos civis de 2022 e de 2023 no ponto 2.9.3 do documento «Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2022-2023», utilizando como ponderadores os valores de 25% e 75%, respetivamente, em função da sobreposição do ano gás com os anos civis.

É de realçar que os proveitos do CURg dos anos 2022 e 2023 são calculados com base nas quantidades e preços de cada um dos trimestres dos dois anos. Por outro lado, o custo unitário do gás definido para cada um dos anos é a média aritmética dos diferentes custos unitários dos trimestres de cada ano. Desta forma, o cálculo dos proveitos de cada ano, usando o preço médio e as quantidades anuais dos respetivos anos irá resultar em diferenças (de pouco relevo) nas previsões de cada ano (e, conseqüentemente, no valor do custo do ano gás).

B.6.3. MECANISMO DE ADEQUAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA

A ERSE concorda com o princípio elencado pelo CT, de que os desvios tarifários devem ser repercutidos nas tarifas onde tiveram origem. Aliás, a existência do mecanismo de adequação da tarifa de Energia contribui para este princípio, na medida que permite em base trimestral repercutir uma parte dos desvios tarifários na própria tarifa de Energia.

⁶ Em especial o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece no seu Artigo 63.º que o comercializador de último recurso grossista adquire gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas, proveniente do comercializador do SNG, de mercado organizados ou de leilões e que, para este fim, assegure, em qualquer caso, que o preço seja o mais baixo de entre os praticados na data da aquisição.

Nos termos do Regulamento Tarifário do Setor do Gás, a tarifa de Energia é estabelecida por forma a proporcionar os proveitos por unidade de energia da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas. Assim, a tarifa de Energia decorre do custo de aquisição de gás natural pelo CURg, que tem em conta o custo previsto no âmbito dos dois contratos celebrados em regime de *take-or-pay*, ainda em vigor. Não estando previstas aquisições por parte do CURg em mercados organizados, a tarifa de Energia está mais imune às oscilações nos mercados grossistas. Efetivamente a tarifa de Energia tem apresentado uma maior estabilidade, tendo observado acréscimos de preços muito inferiores aos observados nos mercados grossistas.

O referido regulamento também determina o mecanismo de adequação da tarifa de Energia. Face aos comentários plasmados no Parecer do CT, sugere-se que sejam partilhados contributos mais concretos com a ERSE, preferencialmente antes do início da próxima revisão regulamentar no âmbito da preparação do novo período de regulação do gás, no sentido de se aperfeiçoar o mecanismo de adequação da tarifa de Energia. Tal permitiria colocar logo na respetiva consulta pública uma discussão mais abrangente das possíveis alterações.

B.7. ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

B.7.1. PROVEITOS PERMITIDOS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

A questão levantada pelo CT, relativamente ao não reconhecimento dos custos associados a todas as atividades da Comercialização de Último Recurso Grossista, surgiu com a inclusão da nova função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhista. A nova função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono inovadora é uma função ainda sem histórico no âmbito das funções do Grupo onde se insere o CURg, ao contrário da função de aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo. Tal como já referido em ocasiões anteriores pela ERSE, esta última função inclui, ao nível do custo de aquisição do gás natural, uma parcela associada a outros custos, os quais contemplam os custos de exploração unitários, nomeadamente os custos de fornecimentos e serviços externos e os custos com pessoal reportados à ERSE pela Galp Gás Natural, S.A. (GGN).

Tendo em conta a semelhança nas atividades do CURg e da GGN e o facto das empresas integrarem o mesmo grupo empresarial, a avaliação da razoabilidade de inclusão dos custos referidos pelo CT terá de

passar por uma garantia de não duplicação de custos ou subsidiação cruzadas entre atividade reguladas e não reguladas.

Desta forma, sem o reporte de mais informação detalhada da origem dos outros custos do CURg, desejavelmente suportados em informação auditada, que comprove a não duplicação dos mesmos, não será possível a sua aceitação para efeitos tarifários.

É de salientar que para o próximo período de regulação, a ERSE irá fazer uma avaliação dos custos associados a todas as atividades da Comercialização de Último Recurso Grossista, com a definição de novos parâmetros e possíveis alterações de metodologias de regulação, incluindo as necessárias alterações regulamentares. Desta forma esta recomendação do CT irá ser também tida em consideração na revisão regulamentar e na revisão do reporte de informação para efeitos tarifários que lhe deverá estar associada.

B.7.2. PROVEITOS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

A ERSE partilha a preocupação do CT relativa à necessidade de monitorização de eventuais desequilíbrios financeiros gerados pelo processo de *phasing out* da atividade dos Comercializadores de Último Recurso retalhistas (CUR). A ERSE entende o processo de monitorização como cumprimento do princípio basilar de garantia do equilíbrio económico financeiro das empresas reguladas, desde que geridas de forma eficiente. Neste sentido, tal como pode ser constatado nas suas diferentes publicações, a ERSE tem desenvolvido diversas atividades de monitorização do desempenho dos CUR, designadamente através de análises constantes ao desempenho de cada comercializador. A avaliação de desempenho da atividade é divulgada externamente, no início dos novos períodos de regulação. Complementarmente, o processo de definição anual dos custos de referência para a atividade de comercialização está suportado num questionário anual remetido aos comercializadores que inquiri, além dos custos da atividade, a sua repartição por gastos fixos e variáveis.

Este instrumento permite que o processo de monitorização inclua uma avaliação anual dos níveis de eficiência dos diferentes comercializadores e uma avaliação da estrutura dos gastos em cada um dos períodos de regulação. Neste exercício, é tido em conta as condições em que a atividade de Comercialização de Último Recurso é desempenhada, designadamente em termos de dimensão e maturidade das empresas. A definição dos custos de referência integra o documento de proveitos permitidos que acompanha a proposta tarifária submetida a parecer do CT e a análise à estrutura de gastos é parte integrante dos documentos de parâmetros. Recorde-se que, na definição da estrutura de custos para o período de

regulação de 2020 a 2023, a ERSE procedeu a um incremento do peso dos custos fixos para incorporar o efeito do *phasing out* da atividade.

Estas avaliações têm passado, igualmente, pela consideração de que os 11 CUR desenvolvem a sua atividade integrada em 4 grupos económicos, que, de um modo geral, apresentam dimensões significativas no contexto económico nacional. Neste sentido, as análises têm sido complementadas com a realização de auditorias extraordinárias e ações de fiscalização, que visam essencialmente avaliar a forma como são alocados os custos nos grupos empresariais de que fazem parte estas empresas reguladas. Recorde-se que as conclusões retiradas das últimas auditorias que incidiram sobre empresas que desenvolvem a atividade de comercialização justificaram revisões, em baixa, das bases de custos aceites para efeitos tarifários.

B.8. ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

B.8.1. TARIFA DE OLMC

O CT reitera a observação de pareceres anteriores, sugerindo a reavaliação da estrutura de faturação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (tarifa OLMC). O comentário vai no sentido de se privilegiar como variável de faturação o termo fixo, situação que não ocorre na faturação aos clientes em AP, ligados à rede de transporte. A ERSE reitera que a repercussão dos custos do OLMC aos clientes de AP através de um termo fixo implicaria uma alteração ao nível dos sistemas comerciais de faturação do operador de rede de transporte e dos comercializadores, sendo a materialidade do novo termo fixo a introduzir bastante reduzida. Neste contexto, foi tomada a opção da tarifa de OLMC aplicada pelo operador da rede de transporte ser composta por um preço de capacidade utilizada, definido em euros por kWh/dia, por dia.

Face à observação reiterada do CT, a ERSE compromete-se a efetuar uma reflexão sobre as variáveis de faturação adotadas, na próxima revisão regulamentar, avaliando o custo benefício da introdução de uma nova variável de faturação (termo tarifário fixo) na AP.

O CT aponta também para a existência de variações em sentido contrário na tarifa OLMC, entre os clientes ligados ao transporte e os clientes ligados à distribuição. Importa sublinhar que um dos efeitos que pode justificar diferenças no comportamento tarifário para os dois referenciais é a existência de ajustamentos à tarifa OLMC nos proveitos a recuperar pelos ORD. Esta situação pode fazer com que os proveitos permitidos do OLMC aumentem num determinado ano, ao mesmo tempo que as receitas com a tarifa OLMC a

recuperar pelos ORD diminuem, em consequência dos ajustamentos de anos anteriores. No ano gás 2022-2023 acontece precisamente esta situação.

B.8.2. REGIME LEGAL DO OLMC

A atividade de Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), atribuída à ADENE, encontrava-se regulada no Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, estando sujeita à regulamentação setorial e aos poderes tarifário e sancionador da ERSE.

Com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001, a figura do OLMC passou a integrar o operador logístico de mudança de agregador, sendo atualmente denominado por Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA), com o regime constante dos artigos 152.º e seguintes e 292.º. Foi, assim, determinada a revogação do referido Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março.

Nos termos dos n.ºs 3 e 6 do artigo 152.º e do artigo 153.º, a atividade de OLMCA é exercida por um operador independente dos demais intervenientes do SEN e do SNG, através de licença atribuída mediante procedimento concorrencial a definir por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia e a efetuar no prazo de um ano a contar da data da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. A licença tem uma duração máxima de 10 anos contados da respetiva emissão.

Mais se determina no artigo 158.º que a atividade de OLMCA está sujeita à regulação da ERSE e que compete a esta Entidade Reguladora elaborar e aprovar mecanismos e procedimentos de mudança de comercializador e de agregador, bem como a sua monitorização e supervisão de aplicação.

Como regime transitório, prevê-se no n.º 1 do artigo 292.º que a ADENE continua a desempenhar as funções de OLMC até à atribuição da referida licença.

O novo regime legal vem colmatar a preocupação transmitida pelo CT no seu parecer quanto ao facto de as funções de OLMC se encontrarem incluídas na ADENE, prevendo que a atividade de mudança de comercializador e de agregador passará a ser exercida por entidade independente. Permanece temporariamente, até à atribuição de licença, a ADENE no exercício da atividade, com sujeição às normas atualmente vigentes.

No que respeita à contabilidade, custos e receitas, o artigo 156.º determina que:

- Os registos contabilísticos respeitantes à atividade de OLMCA são individualizados e separados daqueles relativos a outras atividades (n.º 1);
- Os custos do OLMCA correspondem aos encargos de capital, financeiros, de pessoal e de serviços de terceiros referentes à instalação e gestão da plataforma eletrónica de logística de mudança de comercializador e de participantes no mercado com funções de agregação, ao atendimento e prestação de informações aos consumidores e a outros custos, desde que aceites pela ERSE (n.º 2);
- As receitas do OLMCA correspondem ao preço estabelecido pela ERSE correspondente ao serviço de intermediação prestado pelo OLMCA, a pagar pelo comercializador ou participante no mercado com funções de agregação cessionários, ou, supletivamente, às tarifas de eletricidade (n.º 3);
- A remuneração dos serviços prestados pelo OLMCA, a prestação de informação e a prestação de contas são efetuados nos termos do Regulamento Tarifário (n.º 4).

Este preceito, bem como os artigos 152.º e 154.º quanto à atividade, direitos e devedores do OLMC, vem dar resposta a algumas das preocupações transmitidas no parecer pelo CT quanto à dificuldade de segregação atividades e quanto à determinação do que constitui custo e receita do OLMCA, embora se possa perspetivar que permanecem desafios relativamente à separação dos custos da atividade no âmbito do SEN e do SNG.

Até à atribuição de licença e do início de atividade do novo OLMC, a ERSE continuará a acompanhar a ADENE, na sua atividade de OLMC, nos setores da eletricidade e do gás, como tem feito até à data. Cumpre fazer o respetivo balanço.

Inicialmente, face às disposições legais de não aumento dos custos com a atividade bem como pelo facto de não existir um histórico de custos da atividade de OLMC no âmbito de um operador independente, a ERSE estabeleceu uma metodologia de regulação baseada num TOTEX alisado ao longo de um período regulatório, o que permitiu não sobrecarregar os consumidores com os custos mais elevados que se previam para os primeiros anos de atividade, provocados, em parte, pela coexistência de plataformas que haviam transitado das empresas que desenvolviam anteriormente a atividade, nos setores elétrico e do gás natural.

Paralelamente, houve a dificuldade de segmentar os custos a recuperar pelos dois setores regulados, a qual foi manifestada pela própria ADENE, pelo que, de modo a garantir que seja alocado aos consumidores um nível de custos adequado nos termos legalmente definidos, a ERSE limitou os proveitos da atividade

regulada de OLMC a um valor máximo, correspondente aos custos reportados pela E-Redes e pela REN Gasodutos, com base na atividade de mudança de comercializador que desenvolviam, nos setores elétrico e do gás, respetivamente.

Passados quatro anos, já foi possível ter alguma informação histórica que permitiu aferir se a afetação dos custos pelos dois setores regulados em que atua possibilita que a ADENE recupere os custos com a atividade de OLMC.

A ERSE fez notar que, independentemente da estabilidade de custos que advém da metodologia de regulação aplicada à atividade, era expectável que houvesse uma oscilação anual dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de OLMC, uma vez que, à semelhança das outras atividades reguladas, os proveitos de cada ano incluem uma parcela de ajustamentos de anos anteriores, referente à recuperação / devolução dos desvios ocorridos nos proveitos dos anos s-1 e s-2.

Nos termos do artigo 156.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a ADENE, enquanto exercer a atividade de OLMC, encontra-se sujeita à individualização e separação dos registos contabilísticos, continuando sujeita à regulação da ERSE nomeadamente quanto aos custos e receitas.

B.9. EVOLUÇÃO TARIFÁRIA

B.9.3. LIMIAR DE CONSUMO E DEMAIS CARACTERÍSTICAS PARA APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAIS EM MÉDIA PRESSÃO E EM BAIXA PRESSÃO

O CT recomenda que face ao impacto que a modulação tem no cálculo do desconto da tarifa de Acesso às Redes opcional, a ERSE inclua a evolução histórica atualizada dos valores de modulação. A ERSE concorda que a modulação considerada é determinante, sendo por isso que a metodologia utilizada no cálculo do desconto considera a modulação real dos últimos três anos. Desta forma, para o ano gás 2021-2022 foram utilizadas as modulações reais de 2017, 2018 e 2019 e para o ano gás 2022-2023 estão a ser consideradas as modulações reais de 2018, 2019 e 2020, conforme apresentado no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2022-2023” ⁷.

⁷ Quadro 9-5.

Conforme referido pelo CT esta opção tarifária tem como objetivo evitar investimentos considerados ineficientes na mudança de abastecimento de clientes da rede de MP para AP, alertando o CT que a tendência tem sido de redução do valor do desconto aplicado aos clientes ligados em MP.

Essa é também uma preocupação da ERSE, pelo que a regra tem em consideração a diferença entre as tarifas de Acesso às Redes em AP e em MP, precisamente com o objetivo de evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva social, como a construção de ligações diretas à rede de AP por grandes clientes, atualmente abastecidos em MP ou BP. O facto de em anos gás anteriores o valor da modulação considerada no cálculo deste desconto ser inferior aos valores reais, originava um desconto superior ao obtido caso fosse considerada a modulação real. Importa corrigir esta situação e adotar valores de modulação em linha com a modulação média dos clientes que beneficiam deste desconto.

B.9.4. OPÇÕES TARIFÁRIAS DE ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O CT volta a sublinhar no seu Parecer a importância de assegurar opções de contratação flexíveis para os consumidores, em particular para aqueles que, pela sua dimensão, disponham de sistema de telecontagem.

Concordando com a importância de assegurar a existência de opções de contratação flexíveis, a ERSE mantém o seu compromisso de manter este tipo de opções tarifárias, existindo atualmente diferentes opções tarifárias flexíveis nas tarifas de Acesso às Redes, nomeadamente a tarifa flexível anual, a tarifa flexível mensal e a tarifa flexível diária (esta última apenas disponível para clientes em AP).

B.9.5. ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>

Conforme referido pelo CT, a introdução dos escalões de consumo nos vários níveis de pressão teve como objetivo aproximar as tarifas de Acesso às Redes entre os vários níveis de pressão, nos intervalos de consumo em que se observavam diversos consumidores com características de consumo semelhantes, mas ligados fisicamente em níveis de pressão diferentes.

O CT reafirma que se devem evitar benefícios de consumidores menos eficientes por força da descontinuidade tarifária dos escalões de consumo, recomendando a adoção de mecanismos que evitem as descontinuidades. Em linha com a recomendação do CT, o objetivo da ERSE continuará a ser o de reduzir as descontinuidades entre escalões de consumo e as diferenças entre consumidores com consumos semelhantes, mas ligados em níveis de pressão diferentes.

Com base no estudo apresentado no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2022-2023” conclui-se que as tarifas de Acesso às Redes aprovadas para o ano gás 2022-2023, permitem reduzir o número total de consumidores que beneficiariam de uma redução da tarifa de Acesso às Redes caso estivessem ligados em nível de pressão diferente ou se estivessem no escalão superior de consumo, de 36 para 22 consumidores.

B.10. TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

A transmissão de informação clara sobre a coexistência entre os mercados regulado livre é fundamental para o bom funcionamento do mercado. Neste âmbito é convicção da ERSE que nos anos recentes foi feito um progresso assinalável na comunicação, situação que também é visível no rigor da cobertura pela comunicação social, especialmente quando ocorrem alterações tarifárias. Especificamente no contexto das atualizações trimestrais da tarifa de Energia, tem havido uma melhor compreensão que a alteração apenas afetaria diretamente os clientes do mercado regulado.

Reconhece-se também que os simuladores de preços de energia são uma ferramenta fundamental para capacitar os clientes da informação necessária para tomarem boas decisões. Por este motivo, a ERSE tem implementado aperfeiçoamentos contínuos no seu [simulador de preços de energia](#), o qual constitui uma das páginas mais visitadas da ERSE. Estes aperfeiçoamentos contínuos têm coexistido com as melhorias ocorridas também nos simuladores de preços de outras entidades. A este respeito, importa destacar a divulgação da análise da ERSE relativa à comparação dos vários simuladores de preços já existentes no mercado, contribuindo assim para uma maior transparência nos setores de eletricidade e gás ⁸.

A ERSE reconhece também a pertinência e a necessidade de um permanente acompanhamento do mercado retalhista, em especial o equilíbrio entre as dinâmicas concorrenciais geradas em mercado liberalizado e o contexto de atuação dos CUR. Importa, ainda assim, reconhecer que o atual contexto de mercado se reveste de especial complexidade, com implicações potencialmente significativas no exercício da concorrência, também por perda de diversidade empresarial. A ERSE está em crer que o CT tem esta circunstância presente, desde logo porque a ela se refere nas considerações que faz sobre o desenvolvimento regulatório.

Com efeito, entende a ERSE que a preocupação subjacente na adoção do Regulamento n.º 951/2021, de 2 de novembro, é justamente uma expressão da atenção permanente dada à monitorização do mercado e

⁸ [Análise às ferramentas de comparação de preços de energia.](#)

da promoção das dinâmicas concorrenciais, de que os consumidores – todos, sem exceção – são beneficiários líquidos.

C. PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2022-2023 E CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO-CISTERNA

C.1. PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS A VIGORAREM EM 2022-2023

Relativamente aos preços dos serviços regulados de leitura extraordinária, de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás, a ERSE propôs um aumento de 12% face aos valores em vigor, em linha com a proposta apresentada pelos operadores de rede de distribuição.

Esta proposta foi justificada com a projeção de custos realizada pelos operadores, muito determinada pela subida generalizada de preços em resultado, fundamentalmente, da pandemia COVID-19 e do conflito armado na Ucrânia. Esta proposta de aumento, que a ERSE reconhece expressivo, surge na sequência de um período de 10 anos, durante o qual os preços dos serviços regulados do setor do gás se mantiveram inalterados.

Neste contexto, considera o Conselho Tarifário que a proposta de aumento do preço destes serviços carece de melhor justificação, particularmente quanto à evolução dos indutores que contribuem para a sua prestação.

Os serviços regulados em causa são prestados nas instalações de consumo e, na maior parte das situações, com recurso a prestadores de serviço externos e no âmbito de contratos de empreitada contínua. Deste modo, e como se identifica na proposta apresentada pela ERSE, os preços destes serviços são muito dependentes do custo de deslocação e do custo da mão-de-obra especializada. O atual quadro, de registo de preços máximos de combustíveis e de subida do preço da mão-de-obra especializada (como reação à pressão inflacionista), tendo reflexo direto nos custos desses prestadores de serviço, condiciona, do mesmo modo, os custos dos operadores de rede.

Cabe recordar, neste ponto, os princípios de aderência dos preços dos serviços regulados aos custos da sua prestação e de aceitação das propostas devidamente justificadas ou que resultem de processos concorrenciais de contratação por parte dos operadores.

Por último, a ERSE aproveita este comentário do Conselho Tarifário para, ressalvando a elevada incerteza que pende sobre o próximo ano gás, partilhar a expectativa plasmada nas respetivas propostas apresentadas pelos operadores de rede de distribuição de que o aumento projetado de 12% dos custos de prestação destes serviços possa revelar-se insuficiente. A evolução recente dos principais indicadores económicos parece, aliás, concorrer para essa expectativa. A título de exemplo, em abril de 2022, o Índice Harmonizado de Preços no Consumidor registou, segundo o INE, uma variação homóloga de 7,4% (27,1% considerando apenas os bens industriais energéticos). No mesmo sentido, a Comissão Europeia, no seu recente relatório de primavera, reviu a previsão para Portugal do valor para 2022 do deflator no consumo privado (que, como se sabe, é o indexante adotado pela ERSE para atualização dos preços dos serviços regulados no caso do setor elétrico) de 1,8% (valor previsto no outono de 2021) para 4,5%.

C.2. CUSTO MÁXIMO PARA O TRANSPORTE DE GNL POR CAMIÃO-CISTERNA

Face à proposta inicial da ERSE, de manter a metodologia vigente e os parâmetros para cálculo do custo máximo elegível para financiamento do transporte de GNL em cisterna, o CT aconselhou a ponderação da ERSE sobre esta questão, face aos efeitos do aumento do preço dos combustíveis.

Dos comentários recebidos, salientam-se ainda os da GALP, na qualidade de Gestor Logístico do Abastecimento das UAG, que recomendou a possibilidade de revisão de preços resultante das alterações dos valores dos combustíveis que ocorrerem em períodos mais curtos, garantindo a adequação dos custos.

Adicionalmente, a ERSE recebeu já em maio, da GALP (GL UAG), informação atualizada sobre os contratos de transporte de GNL e a sua atualização quanto aos preços dos combustíveis. Recebeu também da REN uma atualização do estudo e proposta de parâmetros da fórmula de preço máximo. Esta atualização da proposta, reflete o incremento verificado nos contratos de transporte, através de um aumento do preço máximo resultante em cerca de 4%. A REN propõe ainda um mecanismo de ajustamento periódico (semestral) dos parâmetros da fórmula do preço máximo, a aprovar pela ERSE, suportados num estudo prévio da REN. A REN propõe que o mecanismo de ajustamento seja ativado quando o preço do gasóleo varie mais de 5% em média, no período.

Ponderando a recomendação do CT para rever o preço máximo pelo efeito do aumento do preço dos combustíveis, e após recolha de informação junto do GL UAG e da REN, a ERSE considera necessário rever o preço máximo para o transporte de GNL em cisterna, de modo a traduzir o aumento dos preços dos combustíveis e também o efeito da inflação.

Os parâmetros da fórmula de preço máximo foram ajustados com um incremento de 4,3%. Adicionalmente, reconhecendo a volatilidade dos preços dos combustíveis e considerando que os parâmetros aprovados se aplicam entre outubro de 2022 e setembro de 2023, introduziu-se um mecanismo automático de revisão do parâmetro variável do preço.

Considera-se que com este mecanismo, o custo máximo aceite adaptar-se-á a alterações significativas nos preços do gasóleo, sejam reduções ou aumentos, aumentando a estabilidade das condições comerciais da comercialização de gás.

D. MERCADO LIVRE

D.1. PROCESSO DE EXTINÇÃO DAS TTVCF

A ERSE sublinha a pertinência do comentário do Conselho Tarifário quanto ao esforço, contínuo e sempre inacabado, de dotar os consumidores de meios e instrumentos para uma participação ativa e consciente nos diferentes referenciais de mercado. A ERSE está em crer que o Conselho Tarifário, ao reconhecer a pertinência dessa atuação, está simultaneamente a evidenciar o esforço prosseguido pela ERSE em promover a literacia energética e a preparação dos consumidores na abordagem que estes fazem do mercado.

No entender da ERSE, o seu desenvolvimento do mercado deve ser obtido através de um equilíbrio simbiótico de medidas de capacitação dos consumidores e a expressão das suas reais motivações, razão pela qual se sublinha a importância dos instrumentos de divulgação de informação não apenas a respeito da dicotomia entre tarifa transitória e mercado liberalizado, mas, antes, a todo o contexto de afirmação concorrencial.

D.2. IMPACTE ESPERADO NA COMPONENTE DE ENERGIA NO MERCADO LIVRE

Estando este ponto diretamente relacionado com o ponto B.1. do Enquadramento do Parecer do CT, remete-se para os comentários apresentados pela ERSE nesse ponto.

D.3. EVOLUÇÃO DO MERCADO LIVRE

A ERSE tem procurado promover a literacia dos consumidores através da realização de diversas ações contribuindo para a disseminação do conhecimento, de entre as quais se destacam: programa ERSEForma; apoio técnico e financeiro dos Centros de Arbitragem de Conflitos de Consumo; divulgação de informação através de diferentes meios; celebração de protocolos com instituições que permitem aportar conhecimento e diversificar os públicos-alvo (GNR, AIP-CCI e Casa Pia de Lisboa).

Em matéria de formação de preços, a página da ERSE disponibiliza também informação diversa, designadamente os [Boletins Eurostat](#) para os setores de eletricidade e do gás, em base semestral, bem como vídeos didáticos sobre a formação dos preços de [eletricidade](#) e do [gás natural](#). No [simulador de preços de energia](#) da ERSE é também disponibilizada informação sobre as componentes que determinam os preços de cada uma das ofertas.

A propósito do que refere o Conselho Tarifário a respeito do contexto de elevada volatilidade dos mercados de *commodities*, entende a ERSE dever reiterar, no essencial, o que atrás se referiu sobre a capacitação dos consumidores para abordagem aos mercados, com independência do referencial em que atuem.

E. TARIFA SOCIAL

No que respeita à recomendação apresentada pelo Conselho Tarifário, visando a alteração do Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, para incluir beneficiários de outros escalões de abono de família (além do primeiro escalão), importa salientar que a mesma carece de intervenção legislativa.

Como é do conhecimento do CT, nos contributos e estudos realizados pela ERSE a respeito da tarifa social, a ERSE salientou a diversidade de tratamento associada aos vários critérios de aplicação da tarifa social, alertando para a necessidade de revisão do regime, para melhorar a coerência entre setores e a aplicação não discriminatória entre clientes vulneráveis de ambos os setores regulados.

Conforme também é salientado pelo CT, o número de beneficiários da tarifa social no gás natural, em 2021, foi muito expressivo face ao ano anterior, representando, no 4.º trimestre de 2021, um incremento de 64,6% relativamente ao mesmo trimestre de 2020, e perspetivando-se, para o ano gás 2022-2023, um aumento de cerca de 2 mil clientes com tarifa social de gás face ao 4.º trimestre de 2021.

Este elemento é incontornável na avaliação da revisão do regime legal da tarifa social. A ERSE considera que, a par das preocupações de equidade na aplicação da tarifa social entre os setores regulados, deve

igualmente refletir-se sobre os critérios de identificação dos beneficiários, bem como os mecanismos de financiamento desta medida, assegurando que o benefício abrange efetivamente quem necessita deste apoio e que o esforço financeiro associado à medida não tenha impactos negativos no mercado concorrencial de energia.

A avaliação aprofundada da eficácia desta medida no processo de mitigação de situações de pobreza energética é, de facto, um elemento crucial para a gestão desta matéria. A este respeito, importa referir, como já feito anteriormente, que a ERSE foi consultada sobre a “Estratégia Nacional de Longo Prazo para o Combate à Pobreza Energética 2021-2050” que esteve em consulta pública. A referida estratégia refere duas medidas de ação centradas na tarifa social:

- medida 2.1 – Tarifa Social de Energia (I), cujo objetivo é “Dar continuidade à Tarifa Social de Energia, evoluindo-a para que possa dar uma resposta emergente e eficaz às famílias economicamente vulneráveis e com carências energéticas, por via da definição de escalões que permita a caracterização e diferenciação do consumidor vulnerável”;
- medida 2.2 – Tarifa Social de Energia (II), cujo objetivo é “Proceder a uma avaliação do atual mecanismo de financiamento da tarifa social de energia, com o intuito de avaliar e propor uma nova abordagem numa lógica de medida de coesão social e não de política energética, de forma a assegurar a sustentabilidade económica da mesma no médio a longo prazo”.

Sem descurar a importância da tarifa social, na perspetiva da ERSE, seria desejável uma reflexão sobre instrumentos alternativos para a proteção de consumidores em pobreza energética, designadamente através de mecanismos que não diminuam o sinal preço, variável importante para a eficiência energética, que constituiu uma aposta importante da estratégia. O combate à pobreza energética deve centrar-se em medidas de investimento para melhoria da eficiência energética das habitações e dos equipamentos e de capacitação dos consumidores, algumas já existentes, devendo evitar-se lógicas de subsídios permanentes ao consumo, que induzem comportamentos menos eficientes no consumo de energia. Com a implementação da 7.ª edição do PPEC que se inicia em julho de 2022, a ERSE tem a expectativa de também contribuir para este objetivo.

Quanto ao financiamento da tarifa social, o parecer do CT, após fazer uma breve referência ao regime legal aplicável, refere que os “encargos com a tarifa social do gás natural são assumidos pelo ORT, pelos ORD e pelos comercializadores (incluindo os de último recurso retalhistas)”. De seguida, recomenda à ERSE que “proceda à elaboração de cenários resultantes do crescimento dos potenciais beneficiários desta tarifa, em

especial no quadro da atual conjuntura internacional, e o seu impacte no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam estes encargos: ORT, ORD, Comercializadores e CURs”.

A ERSE, no âmbito das competências que lhe são legalmente atribuídas, monitoriza e avalia regularmente a evolução das atividades reguladas e o desempenho económico e financeiro das empresas, de forma a assegurar o equilíbrio económico-financeiro das mesmas. A avaliação de desempenho que a ERSE publica no início dos novos períodos de regulação é um exemplo desse exercício.

Assim, os possíveis impactes económicos e financeiros do financiamento da tarifa social nas empresas reguladas são naturalmente acompanhados pela ERSE no quadro da monitorização do desempenho económico e financeiros das empresas reguladas, desde que geridas de forma eficiente.

A ERSE tem acompanhado o tema com proximidade e emitido documentos, designadamente de natureza consultiva, sobre o modelo de tarifa social⁹.

A avaliação aprofundada da eficácia desta medida no processo de mitigação de situações de pobreza energética é, de facto, um elemento crucial para a gestão desta matéria. Todavia, importa salientar que a ERSE não dispõe da informação necessária, designadamente no que respeita à sua aplicação em contexto de pobreza e caracterização económico-social da população abrangida, sendo, por natureza, matérias do foro da Segurança Social e Autoridade Tributária.

Relativamente ao impacte da medida e do aumento de número de beneficiários no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam os encargos, nos termos da decisão do financiamento tomada pela Assembleia da República e de a tarifa social no setor do gás natural apresentar uma dimensão significativamente mais pequena do que apresenta no setor elétrico, a ERSE continuará a acompanhar os eventuais efeitos deste financiamento no equilíbrio económico financeiro das empresas reguladas.

F. TAXAS DE OCUPAÇÃO DO SUBSOLO

O CT, após fazer um percurso histórico da TOS, refere-se aos Despachos n.º 315/2021, de 11 de janeiro, e 5983/2021, de 18 de junho, referindo que, decorridos os prazos previstos, “não se conhece (...) o resultado do trabalho desenvolvido”.

⁹ Cf., por todos, o último parecer emitido na matéria, disponível em <https://www.erse.pt/media/21ml02gq/parecer-alargamento-tarifa-social.pdf>.

De seguida, o Parecer do CT tece duas recomendações em sentido idêntico às que havia efetuado no ano transato, a saber:

- Necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar (como se verifica na Taxa Municipal de Direitos de Passagem, nas telecomunicações), e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação;
- Necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor, independentemente da solução que vier a ser encontrada.

A ERSE é uma das várias entidades que integraram o grupo de trabalho constituído pelo Despacho n.º 315/2021, de 11 de janeiro, cuja convocação coube ao membro do Governo responsável pela modernização do Estado e da Administração Pública.

A ERSE tem reiteradamente referido¹⁰ que esta Entidade Reguladora não tem competências para definir limites máximos cobrados nas TOS. Com efeito, a definição das taxas depende de ato legislativo, conforme disposto no artigo 165.º, n.º 1, alínea i) da Constituição da República Portuguesa. Não tendo tal limitação sido efetuada por via legal, a ERSE não tem competência para limitar a autonomia das autarquias por via regulamentar. Acrescente-se, a este propósito que, no caso das TMDP, o percentual máximo aparece densificado no artigo 106.º, n.º 3, alínea b) da Lei n.º 5/2004, de 10 de fevereiro, e, no caso do IMI, no artigo 112.º do Decreto-Lei n.º 287/2003, de 12 de novembro. Ou seja, em ambos os casos, a limitação operou-se, como não podia deixar de ser, através de diploma com valor legislativo.

Além disso, salienta-se que é atribuição da ERSE assegurar o equilíbrio económico e financeiro das atividades dos setores regulados, quando geridas de forma adequada e eficiente (artigo 3.º, n.º 2, al. b) dos Estatutos da ERSE). Em todo o caso, não se vislumbra que tal possa ser posto em causa pela atuação da ERSE nesta proposta tarifária, nem o CT o identifica.

¹⁰ Cf. Página 21 dos Comentários ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a “Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2020-2021”, disponível em <https://www.erse.pt/media/tglnjru/coment%C3%A1rios-ao-parecer-do-ct.pdf> e página 26 dos Comentários ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a “Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2021-2022”, disponível em <https://www.erse.pt/media/prwdfhd0/coment%C3%A1rios-ao-parecer-do-ct.pdf>.

G. QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE tomou boa nota dos comentários recebidos no parecer do Conselho Tarifário sobre o tema da qualidade de serviço, procurando manter o objetivo da melhoria da qualidade de serviço, nas vertentes técnica e comercial, e um equilíbrio com os custos que daí resultam. Durante o presente ano estão previstas várias iniciativas que visam aumentar a divulgação de informação sobre a vertente comercial da qualidade de serviço.

III – RECOMENDAÇÕES

Alínea a)

A ERSE regista a recomendação apresentada pelo CT no que respeita às eventuais expectativas criadas sobre a “evolução das ofertas em regime de mercado”. Tendo em conta a situação atual, em que se assiste a uma elevada volatilidade do preço da componente de energia, a evolução do preço de energia pode apresentar diferenças relevantes entre o mercado regulado e o mercado livre. Por esse motivo, será retirada do sumário executivo a análise quantitativa sobre o impacto da componente de energia nos preços finais do mercado livre.

Alínea b)

A respeito deste aspeto, entende a ERSE dever reiterar o que atrás se referiu sobre o desenvolvimento do mercado e de instrumentos de promoção da concorrência, sendo que a consulta pública a que o Conselho Tarifário faz referência se insere numa linha de partilha e discussão com os agentes de mercado e demais interessados, de temas de desenho de mercado. Importa, pois, reconhecer que, embora tendo uma possível repercussão tarifária, a discussão promovida pela ERSE está longe de se esgotar nesta componente, ainda que se sublinhe que a definição de tarifas e preços é, como quase todos os demais processos regulatórios, subsidiária dos desenvolvimentos no plano da concorrência e do desenho do mercado.

Alínea c)

Conforme referido anteriormente, a ERSE acompanha em permanência a evolução da procura nos setores que regula para avaliar o seu impacto nos proveitos e tarifas de cada setor.

A ERSE tem noção de que o custo das tarifas de acesso às infraestruturas de AP previsto para o ano gás 2022-2023 é bastante baixo e que resulta essencialmente, da conjugação de várias circunstâncias extraordinárias.

A forte diminuição das tarifas de acesso às infraestruturas de AP sucede num contexto totalmente oposto para os preços de gás natural nos mercados grossistas. Assim, considera-se fundamental a repercussão de montantes disponíveis através das tarifas das infraestruturas em AP, de forma a mitigar os aumentos significativos da componente de energia. Havendo a possibilidade de mitigar este efeito no curto prazo, seria de difícil compreensão se o regulador retivesse esse alívio tarifário.

A médio prazo é expectável a reversão dos preços de energia para níveis, embora possivelmente ainda altos, mais próximos do “normal histórico”, mitigando o risco de se conjugarem efeitos simultâneos de crescimento das tarifas de acesso às infraestruturas de AP e dos preços de energia.

No entanto, a ERSE concorda que a incerteza associada às atuais circunstâncias aconselha o acompanhamento e a antecipação dos seus possíveis futuros efeitos na volatilidade das tarifas. Neste sentido, o acompanhamento que é feito em permanência pela ERSE aos fatores que possam perigar a estabilidade tarifária, nomeadamente a evolução da procura, pretende antecipar os eventuais impactes desses fatores na volatilidade das tarifas e permitir a aplicação atempada dos mecanismos à disposição da ERSE, referidos ao longo da resposta a este parecer, que são mais eficazes para controlar esses impactes.

Alínea d)

A ERSE acolheu as recomendações do CT, atualizando os valores para refletir os custos mais atuais dos combustíveis e incluindo um mecanismo de atualização trimestral para refletir a variação dos preços.

Alíneas e) e f)

Os custos de aquisição de gás natural têm subjacente, como refere o CT, o aprovisionamento-fornecimento suportado pelos contratos históricos do CSNG, celebrados em regime de *take-or-pay*, existindo ainda dois contratos nestas condições, válidos até 2023 e 2027. Em termos regulamentares, a atividade de Compra e Venda de gás natural foi dividida em duas funções:

1. Função de compra e venda de gás natural, decorrentes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo;

2. Função de Compra e Venda de gás natural em mercados organizados ou através de contratos bilaterais;

No entanto, no ano gás 2022-2023, apenas são calculados os proveitos para a função de Compra e Venda de gás natural, resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, pois não existem previsões nem informações para as outras funções.

Desta forma, o custo de aquisição de gás natural tem em conta o custo previsto no âmbito dos dois contratos celebrados em regime de *take-or-pay*, ainda em vigor. Não sendo previstas aquisições por parte do CURg em mercados organizados ou através de contratos bilaterais, as cotações verificadas e previstas em outros mercados de referência não são tidas em consideração no custo previsto de aquisição de gás natural.

A consideração das tendências verificadas nos mercados grossistas do gás, subjacente à recomendação do CT, não respeitaria a legislação, designadamente o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e a regulamentação em vigor.

Sobre os riscos apontados pelo CT em matéria de equilíbrio concorrencial entre os mercados regulado e liberalizado, o quadro legislativo e regulamentar determina a estrutura tarifária do mercado regulado. Acresce que no setor do gás continua a vigorar a proibição de regresso ao mercado regulado, salvo as exceções previstas regulamentarmente. Estas exceções conduzem à existência do quadro do fornecimento supletivo. Para esta situação a ERSE introduziu com o ano gás 2022-2023 uma nova abordagem para o cálculo da tarifa de Energia a aplicar ao fornecimento supletivo, que visa especificamente assegurar um maior equilíbrio concorrencial entre os mercados regulado e liberalizado ¹¹.

Alínea g)

O CT recomenda à ERSE que seja efetuada “uma análise do modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista, considerando o seu carácter progressivamente residual, traduzido no decréscimo do número de clientes”.

¹¹ Para mais detalhes, consultar o ponto 11.1 do documento «Estrutura tarifária no ano gás 2022-2023».

A definição de um modelo de organização da atividade de último recurso obriga a um melhor conhecimento dos desafios que enfrenta esta atividade, assim como do desempenho atual das empresas para responderem a esses desafios. Para tal é necessário, entre outros aspetos, avaliar se o princípio da garantia do equilíbrio económico financeiro das empresas reguladas, desde que estas sejam geridas de forma eficiente, é e será respeitado com a evolução da atividade de comercialização de último recurso.

A avaliação da gestão eficiente da atividade passa pela análise ao contexto em que a atividade se desenvolve, assim como pela forma como são alocados os custos destas atividades, quando são desenvolvidas por empresas que integram grupos empresariais. Deste modo, a ERSE tem desenvolvido diversas atividades de monitorização do desempenho dos CUR, tanto de forma direta, nas análises ao desempenho de cada comercializador em particular, como de forma indireta, através da definição de custos de referência para essa atividade.

Tanto na avaliação do desempenho das empresas, como na definição dos custos de referência, a ERSE considera as condições em que a atividade de comercialização de último recurso é desempenhada, designadamente em termos de dimensão e maturidade das empresas.

Finalmente, a avaliação da gestão eficiente tem sido complementada com a realização de auditorias e ações de fiscalização aos CUR retalhistas, já realizadas ou perspectivadas, com vista à avaliação da forma como lhe são alocados os custos nos grupos empresariais de que fazem parte e tomada de decisões pela ERSE no que respeita às atividades de redes e de comercialização de último recurso.

A conjugação da informação recolhida nessas análises facultará à ERSE os instrumentos necessários para definição de modelo de atividade de comercialização de último recurso.

Para concluir, importa acrescentar que, no quadro de uma organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista, não poderá deixar de ser contemplado o papel do CUR como garante do fornecimento a clientes finais em situações em que o comercializador em regime de mercado se veja impedido de atuar, com particular atenção para os efeitos decorrentes da pandemia de Covid-19 no contexto de insolvência de comercializadores, que se apresenta como risco cada vez mais presente e para o qual se deve estar especialmente alerta.

Alínea h)

A este propósito – monitorização contínua dos desenvolvimentos de mercado -, reitera-se o que atrás se mencionou a este mesmo respeito, sublinhando novamente o carácter excecional e de maior complexidade do contexto de mercado que se atravessa.

Alínea i)

A ERSE, no âmbito das competências que lhe são legalmente atribuídas, continuará a monitorizar os fatores que podem comprometer o equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas, desde que geridas de forma eficiente. Neste âmbito, o eventual impacto do financiamento da tarifa social nas empresas cujos custos são recuperados por tarifas reguladas continuará a ser acompanhado pela ERSE.

Alínea j)

Em linha com o CT, a ERSE tem defendido a necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as TOS a aplicar e mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação, assim como a necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor.

Alínea k)

Tal como referido anteriormente, o objetivo da ERSE continuará a ser o de reduzir as discontinuidades entre escalões de consumo e as diferenças entre consumidores com consumos semelhantes, mas ligados em níveis de pressão diferentes.

Alínea l)

Reiterando o que atrás se mencionou a este mesmo respeito, a regra tem em consideração a diferença entre as Tarifas de Acesso às Redes em AP e em MP, com o objetivo de evitar decisões de investimento inadequadas numa perspetiva social, como a construção de ligações diretas à rede de AP por grandes clientes, atualmente abastecidos em MP ou BP. O facto de em anos gás anteriores o valor da modulação considerada no cálculo deste desconto ser inferior aos valores reais, originava um desconto superior ao obtido caso fosse considerada a modulação real.