

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO
SOBRE A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O
ANO GÁS 2025-2026”

Junho 2025

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

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	REGULAÇÃO E SUPERVISÃO.....	2
2.1	Mecanismo de adequação da tarifa de Energia	2
2.2	Extinção das tarifas transitórias.....	2
3	PREVISÕES E INSTRUMENTOS QUE INFLUENCIAM A FIXAÇÃO TARIFÁRIA.....	4
3.1	Previsão da procura para o ano gás 2025-2026	4
3.2	Mercado grossista e preços de energia	6
3.3	Sustentabilidade tarifária do Sistema Nacional de Gás (SNG)	6
4	PROVEITOS PERMITIDOS	8
4.1	Ajustamentos	8
4.2	Proveitos permitidos dos operadores	9
4.3	Proveitos permitidos da atividade de compra e venda de gás natural	12
4.4	Proveitos permitidos do comercializador de último recurso grossista	14
5	TARIFAS E PREÇOS.....	14
5.1	Tarifas de Acesso às Redes opcionais	14
5.2	Escalões de consumo nas tarifas de Uso das Redes	15
5.3	Evolução das tarifas de Acesso às Redes	15
5.4	Descontos na tarifa de Uso da Rede de Transporte	16
5.5	Preços dos serviços regulados	18
6	TARIFA SOCIAL	18
7	TAXA DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO.....	19
8	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CT.....	19

1 INTRODUÇÃO

Nos termos do n.º 7 do artigo 190.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) e às demais entidades previstas regulamentarmente, no dia 31 de março de 2025, a “Proposta de Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2025-2026” e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido parecer a 30 de abril de 2025.

O processo de fixação de tarifas e preços pela ERSE, tal como o prazo de emissão de parecer pelo CT, previsto no n.º 10 do artigo 190.º do Regulamento Tarifário, correram nos seus normais termos e foram, como sempre, oportunamente cumpridos.

Após a análise do Parecer do CT, 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 2025-2026.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento “Tarifas e Preços de Gás para o ano gás 2025-2026” 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 para o ano gás 2025-2026”, as quais estão organizadas pelos temas abordados. Sobre os pontos do Parecer do CT relativos a matérias relevantes numa perspetiva de caracterização ou ainda que subentendem a concordância com as propostas da ERSE, não são tecidas observações, dadas as suas características iminentemente factuais e de enquadramento, ou por corresponderem a convergência de perspetivas.

¹ Aprovado pelo Regulamento n.º 825/2023, de 28 de julho, publicado em Diário da República.

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

2 REGULAÇÃO E SUPERVISÃO

2.1 MECANISMO DE ADEQUAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA

A ERSE manterá uma monitorização continuada da evolução dos preços do mercado grossista, em linha com a recomendação do CT. A ERSE tem monitorizado continuamente os preços e desde que o mecanismo de adequação da tarifa de Energia no setor do gás foi aprovado, através do Regulamento Tarifário n.º 455/2020, de 8 de maio, este atuou nas situações de maior desvio tarifário: julho de 2020, abril e julho de 2022 e janeiro de 2023.

De salientar que, desde o segundo trimestre de 2023, o desvio do custo de aquisição do gás natural pelo comercializador de último recurso grossista (CURg) não ultrapassa a banda de ± 4 EUR/MWh, e, conseqüentemente, o mecanismo de atualização da tarifa de Energia não tem atuado, podendo-se concluir que as previsões subjacentes às tarifas de Energia aplicadas desde essa data têm sido adequadas.

2.2 EXTINÇÃO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS

A ERSE regista e reconhece pertinência ao comentário do CT relativo à necessidade de avaliação em tempo oportuno da atividade de comercialização de último recurso, de modo a se garantir uma transição ordenada entre regimes e tarifas, em especial tendo presente o processo de extinção de tarifas transitórias e de término dos contratos de aprovisionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG) através do Comercializador do SNG. A este respeito, de notar que, como aconteceu nos restantes níveis de pressão, está desde logo assegurada a aprovação das tarifas de venda a Clientes Finais a aplicar pelos comercializadores de último recurso retalhistas (CUR) aos clientes fornecidos em regime supletivo, nos termos previstos pela lei.

No entender da ERSE, dada a dimensão relativa da carteira de fornecimentos servida por CUR, a adoção de um modelo alternativo de aprovisionamento ao que atualmente se concretiza, através do CURg e dos contratos titulados pelo Comercializador do SNG, terá que necessariamente passar pela manutenção de um processo de agregação, ainda que exclusivamente em mercado. Com efeito, esta necessidade de agregação decorre objetivamente da reduzida expressão, em volume de gás servido, da carteira de fornecimentos de todos os CUR, que, atualmente, não excede os 5% do volume total do mercado nacional de gás.

O atual quadro regulamentar, designadamente o Regulamento das Relações Comerciais, já prevê, ainda que circunscrito ao tratamento de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono, um mecanismo de intervenção, em compra e venda, do CURg, que se pode adaptar para assegurar a mencionada transição de regimes de forma gradual e procedimentalmente robusta.

Finalmente, no que se refere aos possíveis efeitos que o fim das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais (TTVCF) poderá ter na estabilidade económico-financeira dos CUR, refira-se que, tendo sido adiada para o final do atual período regulatório do setor do gás, que termina em 2027, o fim destas tarifas, poderá não ser necessário adaptar o enquadramento regulatório vigente durante este período. Atempadamente, a ERSE avaliará a adequação do atual quadro regulatório ao fim das TTVCF que poderá ocorrer já no próximo período de regulação, em linha com a recomendação do CT. No entanto, e tal como salientado pela ERSE no passado, os CUR deverão igualmente preparar-se de forma proactiva para esta possibilidade, o que implica implementarem as alterações necessárias nos seus processos de gestão das suas operações, tornando as suas estruturas internas mais flexíveis e, conseqüentemente, adaptadas a grandes alterações do nível de atividade.

3 PREVISÕES E INSTRUMENTOS QUE INFLUENCIAM A FIXAÇÃO TARIFÁRIA

3.1 PREVISÃO DA PROCURA PARA O ANO GÁS 2025-2026

Num contexto de crescente eletrificação e penetração de energia com origem renovável no abastecimento do consumo de energia elétrica em Portugal, que dificulta a previsão do consumo de gás, a ERSE compreende as preocupações do CT sobre as previsões da procura para o ano gás 2025-2026, que justificam que tenha recomendado à ERSE uma reavaliação destas previsões, com base na informação mais atual disponível.

Efetivamente, as previsões da procura para o ano gás 2025-2026 são efetuadas com uma grande antecipação, face ao horizonte temporal desse ano gás, o que dificulta o exercício de previsão para os diferentes segmentos de consumo em causa, nomeadamente Centros eletroprodutores (CEP), clientes em Alta Pressão (AP) e consumidores abastecidos pelas redes de distribuição.

Os dados mais recentes disponibilizados pela REN ³ relativos ao consumo de gás natural apontam, até final de abril de 2025, para um acréscimo global de +0,7% face ao período homólogo de 2024. No que respeita aos CEP, observa-se um acréscimo de +36,0%, enquanto no que se refere aos clientes em AP e estações de redução de pressão e medição de gás (GRMS)^{4 5} que abastecem as redes de distribuição, se observam variações de -18,2% e de -2,2%, respetivamente.

A variação do consumo de gás nos CEP justifica-se por alteração do *mix* de produção de energia elétrica em Portugal e do saldo importador, no mesmo período.

Salienta-se, ainda, que a produção hidroelétrica registada até à data poderá não se manter nos próximos meses, sendo substituída por outras alternativas, nomeadamente os CEP, afetando o respetivo consumo de gás natural. Dúvidas existem igualmente sobre a evolução da produção de energia com origem solar fotovoltaica, que registou um aumento de +19,1%, até final de abril de 2025, em resultado do aumento consistente da potência instalada desta tecnologia, em Portugal Continental. Refira-se ainda que, até esta data, Portugal é importador líquido de energia elétrica com origem em Espanha, verificando-se um

³ <https://datahub.ren.pt/pt/gas-natural/balanco-mensal/>.

⁴ Do inglês Gas Reduction and Measure Station.

⁵ Não se incluem as Unidades Autónomas de Gás (UAG) dos ORD.

aumento de +26,1% das importações, face ao período homólogo, tendo esta importação, na sua grande maioria, origem em produção solar fotovoltaica em Espanha.

Assim, face aos novos dados disponíveis do consumo dos CEP ⁶ e à sua volatilidade, resultante dos fatores referidos, a previsão do consumo de gás desses clientes manteve os pressupostos considerados na proposta tarifária, da utilização média de cada CEP, do ano de 2023, (ano com IPH ⁷ \approx 1). Para a central da Turbogás, assume-se um funcionamento igual ao de 2024, isto é, como central de reserva de abastecimento.

No que se refere aos clientes em AP, apesar do decréscimo identificado no primeiro quadrimestre de 2025 face ao período homólogo de 2024, considerando a incerteza nos seus consumos, bem como o acréscimo verificado desde 2022, propõe-se não alterar a previsão proposta pela ERSE.

Quanto aos ORD, não existem ainda elementos que permitam assegurar que a ligeira diminuição dos consumos entre o primeiro quadrimestre de 2025 face ao período homólogo de 2024 se deva a fatores estruturais ou conjunturais, considerando a incerteza sobre os efeitos da eletrificação, em termos económicos e tecnológicos. Por este motivo, a ERSE opta por manter a previsão para os consumos dos ORD, com exceção da previsão para o gás natural distribuído pela Sonorgás no ano gás 2025-2026. A previsão para a Sonorgás foi revista-se em alta, em linha com os valores verificados até ao final do ano de 2024, após análise aos comentários da empresa à proposta tarifária.

Em suma, as incertezas anteriormente referidas não permitem efetuar com segurança uma revisão significativa dos pressupostos adotados pela ERSE na previsão do consumo de gás para o ano gás 2025-2026 apresentada na proposta.

Ainda assim, e em linha com a recomendação do CT, a ERSE irá acompanhar a evolução do nível do consumo de gás natural. Esta avaliação visará identificar potenciais tendências estruturais na evolução da procura de gás.

⁶ A análise apresentada poderá ser, pelo menos a curto prazo, influenciada por alterações na gestão do sistema devidas ao *blackout* ibérico, ocorrido a 28 de abril de 2025.

⁷ Índice de Produtibilidade Hidroelétrica.

3.2 MERCADO GROSSISTA E PREÇOS DE ENERGIA

A ERSE entende a preocupação do Conselho Tarifário sobre os preços de aprovisionamento dos comercializadores no mercado regulado e no mercado livre, e admite que, num contexto de instabilidade nos mercados energéticos e especialmente do preço do gás no mercado grossista, possam surgir diferenças significativas entre os valores praticados no mercado regulado e no mercado liberalizado.

Conforme indicado pelo CT, a tarifa de Energia deve necessariamente refletir as estimativas associadas ao custo de aquisição do CURg, cujo comportamento segue regras distintas dos preços observados nos mercados grossistas de gás natural. As regras de aquisição de gás natural por parte do CURg são definidas pela legislação em vigor que, por sua vez, remete para contratos históricos de fornecimento de longo prazo que sustentam essas aquisições, cujos preços estão dependentes do preço do petróleo (Brent), pelo que estão desacoplados dos preços praticados nos mercados grossistas de gás natural.

Finalmente, relativamente ao acompanhamento dos preços, a ERSE continuará a proceder à análise trimestral da adequação da tarifa de Energia, como também a acompanhar a evolução dos preços médios no mercado retalhista de gás. Conforme reconhecido pelo CT, apesar da estabilidade de preço no mercado regulado, continua a verificar-se que a maioria dos clientes de menor dimensão em BP com consumos inferiores a 10000 m³ permanecem no mercado livre.

3.3 SUSTENTABILIDADE TARIFÁRIA DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS (SNG)

A ERSE compreende e partilha a preocupação do CT no que respeita à necessidade de ser tida em conta uma visão global que garanta o equilíbrio dos ecossistemas do SNG e do Sistema Elétrico Nacional (SEN) num processo de descarbonização e transição para gases de origem renovável e de baixo teor de carbono. Neste contexto, salienta-se que a nova legislação europeia⁸ para estes setores já preconiza uma visão integrada dos vários setores energéticos, respeitando a sustentabilidade e o equilíbrio económico-financeiros dos respetivos sistemas.

⁸ Ver comunicação «[Potenciar uma Economia com Impacto Neutro no Clima: Estratégia da UE para a Integração do Sistema Energético](#)» e artigo 61.º do [Regulamento \(UE\) 2024/1789 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de junho de 2024](#).

A ERSE tem desenvolvido análises de sustentabilidade do setor do gás a médio e longo prazo, de modo a auxiliar as suas posições e decisões regulatórias, nomeadamente nas atividades de redes. Refira-se como exemplo as análises apresentadas no parecer da ERSE às propostas de PDIRD-G 2024 ⁹.

Para estas análises, a ERSE procura ter em conta a informação mais recente ao seu dispor sobre a evolução futura do setor, em particular a constante nas orientações de política energética nacional (RMSA-G¹⁰, Estratégia nacional para o hidrogénio¹¹, Plano de ação para o biometano¹², Plano nacional de energia e clima) e nos planos de investimento dos operadores da rede de transporte, das demais infraestruturas em alta pressão (AP) e das redes de distribuição. Os referidos planos estão orientados para a transição para uma economia progressivamente descarbonizada e caberá à ERSE a adequação do regime regulamentar para que não constitua uma barreira aos objetivos nacionais definidos nestes planos.

Em particular, pretende-se identificar os níveis de utilização das infraestruturas e os níveis de ativo regulado para os quais o sistema pode continuar a operar sem impactos relevantes nos preços pagos pelos utilizadores, assim como identificar soluções que permitam avaliar e atuar sobre a sustentabilidade económico-financeira das atividades reguladas.

No que se refere à adaptação regulamentar para melhor aproveitar o potencial dos gases renováveis preconizada pelo CT, refira-se que a ERSE já efetuou algumas alterações regulamentares e está a preparar a criação de um Grupo de Trabalho para analisar os desafios regulatórios que resultam da incorporação do biometano no setor do gás, no âmbito da implementação do Plano de ação para o biometano.

No que concerne as alterações regulamentares efetuadas, na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, a ERSE alterou parcialmente alguns dos regulamentos, em maio de 2021, através da consulta pública n.º 96. Nessa data foi introduzida a figura do produtor de gás, com o estabelecimento das regras do acesso à rede de gás. A revisão regulamentar foi completada pela alteração do Regulamento das Relações Comerciais, na sequência da consulta pública n.º 113, na qual se densificaram as regras de ligação às redes de gás, por parte dos produtores de gás, e as regras de análise de investimentos por parte da ERSE, visando concretizar o planeamento de forma coordenada e eficiente,

⁹ Ver “[Parecer da ERSE às propostas de PDIRD-G 2024](#)” disponível no portal da ERSE.

¹⁰ Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SNG.

¹¹ A Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), estabeleceu o plano para a incorporação do hidrogénio, tendo sido aprovado pela [Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020](#), de 14 de agosto.

¹² O Plano de Ação para o Biometano 2024-2040, estabeleceu a estratégia de desenvolvimento do biometano em Portugal, tendo sido aprovado pela [Resolução do Conselho de Ministros n.º 41/2024](#), de 15 de março.

como o previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022¹³. Dar nota ainda da aprovação, através da consulta pública n.º 116, de novas regras para o modelo logístico e comercial de receção de gases renováveis ou de baixo teor de carbono, em Unidades Autónomas de Gás.

Mais concretamente, no que se refere à implementação de medidas para a incorporação de gases de origem renovável, já está prevista no modelo regulamentar a solução da liquefação deste tipo de gases e respetiva entrega a gestores logísticos de unidades autónomas de gás (UAG), concretizada com a revisão do Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG (MGLA) e do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG (MG TG), que foram aprovados pelas Diretiva n.º [8/2024](#) e Diretiva n.º [9/2024](#). O objetivo destas alterações foi, no âmbito da promoção da injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono nas redes de gás, permitir o acesso da produção às redes não interligadas, seja via injeção direta na rede, seja através de transporte por cisterna e facilitar a concretização dos objetivos de descarbonização.

O CT também assinala preocupações quanto à neutralidade tecnológica e diversificação de fontes de energia, para mitigar choques exógenos na atividade económica. São temas intrinsecamente relacionados com a sustentabilidade do SNG, mas embora a ERSE partilhe a preocupação do CT, entende que se tratam de temas que, no essencial, são de política energética e de segurança de abastecimento, em que a atuação da ERSE é limitada. No âmbito das suas competências, a ERSE manterá a defesa do princípio da neutralidade tecnológica, da concorrência no mercado pelo mérito e das soluções mais custo eficazes, que permitam efetuar a transição energética e a integração de vetores energéticos ao menor custo possível para os consumidores.

4 PROVEITOS PERMITIDOS

4.1 AJUSTAMENTOS

A ERSE entende a preocupação levantada pelo CT sobre eventuais impactos da não consideração dos ajustamentos s-1 num contexto de diminuição da procura. A não inclusão dos ajustamentos provisórios de

¹³ Nos termos do artigo 123.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o planeamento da rede nacional de transporte de energia elétrica (RNT) e da rede nacional de distribuição de energia elétrica (RND) é efetuado de forma coordenada, maximizando a eficiência dos investimentos face a opções alternativas, e assegurando a coerência entre os respetivos investimentos, designadamente no que diz respeito às ligações entre as redes, e assegura o planeamento integrado entre as redes de eletricidade e de gás.

s-1 nos proveitos permitidos, situação prevista no Regulamento tarifário e que já ocorreu em anos anteriores, tem precisamente como objetivo garantir uma maior estabilidade tarifária em cada atividade regulada. É este o princípio orientador para a decisão da ERSE, que é transversal a todas as atividades e operadores, independentemente dos ajustamentos serem a devolver às empresas ou a favor dos consumidores. Importa ainda salientar que, tendo em conta que esses ajustamentos representam nesse ano, na sua maioria, montantes elevados a devolver às empresas, no atual quadro de diminuição da procura, a consideração dos ajustamentos s-1 pressiona as tarifas de acesso às redes, podendo agravar esta tendência, com consequências na sustentabilidade económica do setor do gás. Com efeito, o valor dos ajustamentos s-1 na atividade de distribuição de gás é 17,1 milhões de euros, o que representaria 6% dos proveitos desta atividade caso tivesse sido incluído, enquanto no conjunto das atividades em Alta Pressão é 15,3 milhões de euros, o que representaria 9% dos proveitos dessas atividades. Acresce o facto de os valores em que assentam os ajustamentos de s-1 serem baseados em estimativas não auditadas.

4.2 PROVEITOS PERMITIDOS DOS OPERADORES

ATIVIDADE DE RECEÇÃO, ARMAZENAMENTO E REGASEIFICAÇÃO DE GNL

Tal como indicado no parecer à proposta de tarifas para o ano gás 2024-2025, o CT sugere no seu Parecer que pode ser oportuna uma reavaliação do parâmetro da margem sobre o preço de energia no mercado spot, definido como 3%, para melhor adequação do custo de eletricidade da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, às atuais condições de mercado.

Como já foi referido anteriormente pela ERSE, a metodologia definida, e o respetivo parâmetro, para o período de regulação iniciado em 2024, reduz significativamente os riscos em relação à metodologia aplicada até 2023, uma vez que há uma total aderência do indexante ao período ao qual é aplicado e se reconhecem custos não controláveis pelo operador do Terminal. Esclarece-se ainda que a metodologia considera os “encargos com bandas de regulação”, como custos não controláveis. Além disso, a ERSE incorpora na sua metodologia a correção de perdas, no custo da energia elétrica indexada ao MIBEL. Não obstante, é da responsabilidade da REN Atlântico a renegociação do seu contrato de fornecimento de energia elétrica, por forma a minimizar a sua fatura de energia elétrica, considerando o seu perfil de consumo. Como já referido pela ERSE na resposta ao Parecer do CT sobre as tarifas para o ano gás 2024-2025, a regaseificação não é fortemente condicionada pelas saídas da rede nacional de transporte de gás (RNTG), reiterando a possibilidade, ainda que condicionada, de o operador modelar o consumo horário de

energia elétrica do Terminal, por forma a baixar o seu custo médio de aquisição de energia elétrica em relação ao preço médio de mercado.

Em suma, após análise, a ERSE considera não ser de rever este ano, nem o parâmetro, nem a metodologia de indexação do preço de energia adquirida pelo Terminal de GNL, proposta para o corrente período de regulação 2024 a 2027. A ERSE acompanhará esta matéria ao longo do atual período de regulação.

APROVAÇÃO DOS INVESTIMENTOS NO QUADRO DO CONTRATO DE CONCESSÃO CELEBRADO COM A REN PORTGÁS

O CT parece sugerir que ocorreu deferimento tácito do investimento de 27,8 milhões de euros referente a projetos concretizados em 2024, “conforme previsto na Cláusula 56.º do Contrato de Concessão” vigente entre o Estado Português e a REN Portgás. Tal entendimento, justifica que, segundo o CT, tendo em conta a equidade de tratamento sobre prazos, análises ou decisões, a ERSE deva aceitar o investimento da REN Portgás, por o mesmo já ter sido concretizado e se encontrar ao serviço dos utilizadores do SNG.

A mencionada Cláusula 56.º do contrato de concessão dispõe no seu n.º 1 que “Sempre que o exercício de um direito por parte da Concessionária dependa de aprovação ou autorização do Concedente, quer por intermédio do Ministro, da DGEG ou de qualquer outro órgão administrativo, consideram-se estas concedidas se a decisão não for proferida no prazo de 90 (noventa) dias a contar da formulação do pedido ou da apresentação do processo para esse efeito, salvo quando, por lei, não for admissível o acto tácito de deferimento ou for estabelecido outro prazo”. Porém, o n.º 4 da mesma cláusula prevê que “Para efeitos do número 2 consideram-se dependentes de aprovação ou autorização do Concedente os casos de: a) Aprovação de projectos; b) Licenciamento de obras, trabalhos e actividades; c) Redução de caução”¹⁴.

Não se identifica que tal Cláusula possa fundamentar que os Planos de Investimento em causa tenham sido aprovados por deferimento tácito. Em primeiro lugar, o deferimento tácito previsto contratualmente respeita a “direitos” da concessionária que, segundo o Contrato, são os previstos na lei setorial (Cláusula 7.º) e os decorrentes da natureza concessória (v.g. Cláusula 40.º). Ora, segundo a legislação em causa¹⁵ — os Planos de Investimento, bem como a sua aprovação, não são configurados como um “direito” do Concessionário. Nem tais normas legais preveem tal regime de aprovação. Com efeito, o n.º 4 da Cláusula

¹⁴ Esta cláusula encontra-se prevista, nos mesmos exatos termos, nos contratos de concessão celebrados com a Beiragás, Lisboagás, Lusitaniagás, Setgás e Tagusgás.

¹⁵ Tanto o atual Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, como o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, e o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, indicados no contrato e por aquele primeiro diploma revogados.

56.^a aclara que, para efeitos de deferimento tácito, estão em causa projetos ou licenças. Por sua vez, os “projetos” estão regulados na Cláusula 18.^a e o seu objeto não coincide com o dos Planos de Investimento. Tanto assim que, segundo a Cláusula 18.^a, os projetos previstos em planos municipais estão dispensados de prévia aprovação, o que não se concebe para os Planos de Investimento que têm de ser aprovados pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

Adicionalmente, verifica-se que as matérias de planeamento das redes e demais infraestruturas quando reguladas no Contrato são-no de forma autónoma (v.g. Cláusula 20.^a e 33.^a), sem que se preveja o regime de deferimento tácito.

Assim, a aplicabilidade da cláusula invocada restringe-se a “direitos” e à aprovação de projetos, licenciamento de obras, trabalhos e atividades, bem como, à redução de caução. E estando em causa a aprovação de um Plano de Investimento (independentemente do formato e da designação), o mesmo encontra-se fora do escopo de aplicação da cláusula, desde logo por não ser um direito, e, consequentemente, também não pode ser mobilizável o ato de deferimento tácito.

Por fim, e sublinhando que o procedimento não corre na ERSE, verifica-se que a invocação da REN Portgás não foi acompanhada de certidão que ateste a ocorrência de qualquer deferimento tácito (cf. n.º 1 do artigo 28.º-B do Decreto-Lei n.º 135/99, de 22 de abril, na redação vigente, que estabelece medidas de modernização administrativa). A consistência do entendimento contrário ao da ERSE, quanto ao regime aplicável, poderia ser sustentado por essa via, mas não o foi.

Nestes termos, na ausência de comando normativo que seja vinculativo (ou, sequer, que o permita), não há lugar a qualquer ponderação sobre eventual equidade de tratamento sobre prazos, análises ou decisões.

Finalmente, refira-se que a aceitação pela ERSE em definitivo de 20,0 milhões de euros de investimentos concretizados pela REN Portgás em 2024, que não haviam sido reconhecidos em sede de proposta tarifária, não decorre da existência de (pretenso) diferimento tácito, mas da aprovação explícita desses investimentos pelo Concedente, em processo autónomo¹⁶, que foi posterior à proposta tarifária.

¹⁶ Despacho n.º 163/MAEN/2025 exarado sobre a Informação n.º 69/2025, da Direção-Geral de Energia e Geologia, de 11 de abril de 2025 - Aprovação do pedido autónomo de investimento da REN Portgás Distribuição, S.A. para investimentos realizados em 2024, no montante de 24,1 M€.

INVESTIMENTOS NÃO APROVADOS PELO CONCEDENTE

A ERSE partilha da preocupação do CT no que respeita à não aprovação de investimentos e ao consequente impacto nas tarifas atuais e futuras, subscrevendo a importância da aprovação atempada pelo Concedente dos planos de investimento, como procedimento que permite uma avaliação integrada e global da previsão de investimentos que cada operador pretende realizar. A operacionalização deste processo, nos termos previstos na lei, evitaria as aprovações autónomas, que não devem ser entendidas como um procedimento normal a seguir, substituindo-se aos planos de investimento. As aprovações autónomas não incluem a consulta pública prevista no processo de aprovação dos planos de investimento, tornando o processo menos transparente e sem auscultação de todas as partes interessadas no processo de tomada de decisão.

No entanto, face às situações de não aprovação de planos que se têm registado, os operadores têm optado por recorrer a esse tipo de pedidos de aprovação, muitas das vezes para projetos de investimento já realizados e entrados em exploração. Refira-se que, em sede de pareceres emitidos, quer a pedidos de aprovação autónoma de investimentos solicitados pelo Concedente, quer a propostas de planos de desenvolvimento e investimento (PDIR-G e PDIRD-G), a ERSE tem procurado alertar para esta necessidade de aprovação dos investimentos no âmbito dos planos em que se inserem e dentro do calendário legalmente definido.

A ERSE partilha igualmente da preocupação quanto ao desequilíbrio financeiro que possa ocorrer nas empresas reguladas pela não remuneração dos investimentos. De forma a colmatar esta situação, e por existirem fundamentos atendíveis, a ERSE reconhece para efeitos tarifários as amortizações nos termos definidos. Desta forma, disponibiliza os recursos mínimos para assegurar a continuidade das atividades de serviço público, mitigando riscos de segurança para pessoas e bens. Refira-se ainda que esta aceitação está condicionada à utilidade das infraestruturas e futura aprovação pelo Concedente dos respetivos investimentos, por forma a não colocar em causa o cumprimento da lei no que respeita ao não reconhecimento de investimentos não aprovados. No entanto, caberá aos operadores avaliar a decisão de investir, face à incerteza de que aqueles investimentos venham a ser aprovados.

4.3 PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

A ERSE partilha as mesmas preocupações do CT relativamente à necessidade de evitar subsidias cruzadas entre atividades.

Os ajustamentos transferidos da atividade de compra e venda de gás natural para a parcela II da tarifa UGS referidos pelo CT integram metodologias regulatórias definidas já no ano gás 2010-2011, com vista a melhor assegurar a estabilidade tarifária num quadro de liberalização do mercado e de fim das TTVCF.

Mais precisamente, essas medidas foram plasmadas no documento “Revisão do Regulamento Tarifário do Sector do Gás Natural”, de abril de 2010, submetidas à consideração do Conselho Tarifário, em conjunto com o documento “Proposta de Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano Gás 2010-2011 e Parâmetros para o período de regulação 2010-2013”, tendo sido na altura avaliadas positivamente pelo CT.

Relembrem-se as medidas implementadas no ano gás 2010-2011 no Regulamento Tarifário do Setor do Gás: i) medidas para assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos CUR, em que parte do proveito permitido da função de Comercialização desses operadores é recuperado pela parcela I da tarifa de UGS e ii) medidas de sustentabilidade dos mercados. É ao nível das medidas de sustentabilidade dos mercados, que se enquadra o comentário do CT. Com esta medida, os ajustamentos das funções de Compra e Venda de Gás dos CUR passaram a ser recuperados pela parcela II da tarifa de UGS.

Estas medidas, em conjunto, foram criadas para fazer face à necessidade de não impor aos consumidores do mercado regulado os custos criados em anos anteriores, por consumidores que, entretanto, passaram para o mercado livre, o que de outra forma teria um impacto desproporcionado nos clientes que permaneceram no mercado regulado, tornando incomportável o valor das tarifas aplicadas.

Importa realçar que a repercussão dos ajustamentos das funções de Compra e Venda de Gás dos CUR, através da parcela II da tarifa de UGS, é um instrumento simétrico. Isto é, no caso de ajustamentos favoráveis ao sistema, que podem resultar se o custo real de aquisição de gás dos CUR se revelar abaixo do valor previsto em tarifas, os mesmos são igualmente repercutidos nos consumidores do mercado livre, contribuindo assim para tarifas de Acesso às Redes mais reduzidas.

Atualmente, o setor do gás passa por uma fase de incerteza relativamente ao futuro, com os consumos a diminuir. Nesta conjuntura, os mecanismos de mitigação existentes contribuem para evitar que os operadores de algumas atividades, em particular da atividade de Comercialização, piorem a sua situação, pondo em risco o seu equilíbrio económico-financeiro.

O setor do gás defronta-se com uma redução dos consumos nos últimos 5 anos, justificada pela pandemia de Covid-19 e pela crise de preços observada em 2022 na sequência da invasão da Ucrânia pela Rússia. Acresce que a transição energética coloca grandes desafios ao setor nos próximos anos. Neste contexto, a existência dos mecanismos de mitigação assume particular relevância para evitar que os operadores de

algumas atividades, em particular da atividade de Comercialização, piorem a sua situação, pondo em risco o seu equilíbrio económico-financeiro.

4.4 PROVEITOS PERMITIDOS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

A decisão da ERSE de não considerar ajustamentos de s-1, tal como referido anteriormente, deveu-se essencialmente à necessidade de garantir uma maior estabilidade tarifária. Os valores em que assentam os ajustamentos de s-1 são baseados em estimativas não auditadas, e a possibilidade de não os considerar, contemplada no Regulamento Tarifário, tem como objetivo mitigar a variação das tarifas associadas a cada atividade regulada.

5 TARIFAS E PREÇOS

5.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAIS

Conforme referido pelo CT no Parecer à proposta de tarifas para o ano gás 2025-2026, e em pareceres anteriores, a tarifa de Acesso às Redes opcional em Média Pressão (MP), tem como objetivo evitar investimentos considerados ineficientes na mudança de abastecimento de clientes da rede de MP para Alta Pressão (AP). O CT reitera que a ERSE deve ter sempre em conta o valor do desconto a aplicar, por forma a evitar que clientes ligados a MP possam concluir sobre potenciais vantagens em mudar de nível de pressão e, por esse motivo, avançar com pedidos de ligação à rede em AP e investimentos decorrentes.

A ERSE partilha dessa preocupação, 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 Baixa Pressão (BP).

De salientar que, tal como no ano gás anterior, a componente fixa do desconto para este ano gás é superior à do ano gás 2024-2025, passando os clientes a beneficiar de um desconto superior no ano gás 2025-2026, face ao desconto do ano gás 2024-2025.

No que se refere ao comentário do CT sobre a ERSE não ter em consideração os custos da TOS suportados pelos clientes abastecidos pelas redes de distribuição, e que não são aplicáveis aos clientes em AP, destaca-se que o valor do desconto aplicado é um parâmetro considerado a nível nacional, contrariamente

à TOS, que dependendo do município onde esteja instalado o cliente poderá ter valores de TOS significativamente distintos.

5.2 ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES

A introdução dos escalões de consumo nos vários níveis de pressão tem como objetivo aproximar as tarifas de Acesso às Redes entre os vários níveis de pressão, nos intervalos de consumo em que se observam diversos consumidores com características de consumo semelhantes, mas ligados fisicamente em níveis de pressão diferentes.

O CT destaca a importância de se evitem eventuais benefícios de consumidores menos eficientes por força da descontinuidade tarifária dos escalões de consumo e nota que a ERSE deverá ter especial atenção aos clientes faturados em BP>, em particular aos que se situam na proximidade do limiar de 1 000 000 m³ de consumo anual.

A ERSE sublinha que, embora a percentagem de consumidores que beneficiariam de uma redução na fatura continue a ser relevante, observa-se que o impacto médio na fatura desses consumidores, passa de uma redução de -5,9%, no ano gás 2024-2025, para -5,3% no ano gás 2025-2026.

Não obstante, a ERSE concorda com a posição do CT e reitera que continuará a trabalhar no sentido de mitigar as iniquidades entre consumidores com perfis de consumo semelhantes, mas ligados a diferentes níveis de pressão por motivos que lhes são alheios.

5.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

No seu Parecer, o CT salienta a subida generalizada das tarifas de Acesso às Redes em todos os níveis de fornecimento e, à semelhança dos dois anos gás anteriores, expressa a sua preocupação relativamente ao impacto do agravamento tarifário junto das diversas tipologias de clientes.

Para os consumidores industriais, ligados em AP (Indústria), MP e BP com consumos superiores a 10 000 m³/ano, as tarifas de Acesso às Redes apresentam aumentos entre os 0,03 c€/kWh e os 0,15 c€/kWh. Estima-se que estes aumentos tenham um impacto de 0,7%, em AP, e de 1,5%, em MP e BP>, nos preços de venda a clientes finais do mercado livre. Para os fornecimentos em BP<, o aumento da tarifa

de Acesso às Redes é de 0,34 c€/kWh, estimando-se um impacto de 4,6% nos preços de venda a clientes finais do mercado livre.

No que diz respeito à preocupação do CT com a monitorização dos impactes, a ERSE procede a essa análise através da informação de preços médios faturados que recolhe junto dos comercializadores que atuam no mercado retalhista de gás, sendo parte dessa informação apresentada no documento «Estrutura tarifária no ano gás 2025-2026».

Adicionalmente, a ERSE publica semestralmente um boletim com a comparação de preços de gás natural na União Europeia, em que analisa em detalhe a informação divulgada pelo Eurostat ¹⁷, incluindo o peso das tarifas de Acesso às Redes no total do custo de fornecimento. No 2.º semestre de 2024 Portugal apresentou preços inferiores aos praticados na média da União Europeia e da Euro Área. Nas Figuras 5 e 14 do referido boletim, é possível observar que, na banda de consumo mais representativa em Portugal, as redes representam 25% e 8% do preço total, nos segmentos doméstico e não doméstico, respetivamente.

Estas análises, bem como outras atividades de monitorização por parte da ERSE, permitem acompanhar e acautelar a preocupação do CT, que é também uma preocupação da ERSE.

5.4 DESCONTOS NA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

A ERSE, a respeito da referência que se faz aos critérios de verificação de sustentabilidade, reitera que, nos domínios do setor energético sujeitos à sua regulação, já se encontram aprovados os instrumentos de garantia da proveniência renovável dos gases hipocarbónicos e de base renovável, porquanto o Manual de Procedimentos da Entidade Emissora de Garantias de Origem em vigor já prevê procedimento específico para a emissão – e, conseqüentemente, o registo e cancelamento – de garantias de origem para esse vetor energético. Estas regras, adotadas a nível nacional, têm ainda uma total consistência com as que são seguidas noutras geografias europeias, porque se aprovaram em concordância com os princípios estabelecidos no quadro da AIB – Association of Issuing Bodies.

Todavia, como também é do conhecimento público, tanto no quadro da completa transposição da Diretiva Europeia de promoção de utilização de energia de fonte renovável (RED III), como no quadro da estratégia

¹⁷ Boletins divulgados na [página](#) de internet da ERSE.

nacional para o biometano, estão em desenvolvimento dispositivos legais que complementam a abordagem seguida no Regulamento (UE) n.º 2024/1789, mas que extravasam a atuação estrita da ERSE. Ainda assim, por via da utilização de garantias de origem como mecanismo de certificação da sustentabilidade, é já possível a verificação da sua emissão e cancelamento e, conseqüentemente, a verificação do itinerário mais curto, que decorre justamente da verificação do local da emissão (e primeira introdução na rede) e do local de cancelamento (e consumo).

No que respeita às eventuais dificuldades de operacionalização invocadas (e que, em última análise, cabe aos agentes dirimirem entre si), não só a ERSE aprovou a regulamentação para a qual é competente, como nos termos do Regulamento (UE) n.º 2024/1789 o espaço de decisão do regulador está limitado às condições que podem justificar uma decisão de derrogação da aplicação dos descontos, que se consubstanciam em dois possíveis critérios, estabelecidos no n.º 5 do artigo 18.º:

- a) A derrogação é necessária para o funcionamento eficiente da rede de transporte, para garantir um quadro financeiro estável para os investimentos existentes ou para evitar a subsidiação cruzada indevida, distorções do comércio transfronteiriço ou um mecanismo de compensação entre operadores das redes de transporte ineficaz;
- b) A aplicação de descontos fixados não é necessária devido ao grau de avanço da implantação do gás renovável e do gás hipocarbónico no Estado-Membro em causa ou à existência de mecanismos de apoio alternativos para intensificar a utilização de gás renovável ou de gás hipocarbónico.

Na avaliação da ERSE, não se identificam factos que possam justificar a aplicação de qualquer dos motivos justificativos previstos no n.º 5 do artigo 18.º. A este propósito faz-se notar que as decisões de outros reguladores sobre esta matéria, que decidiram pela aplicação da derrogação do desconto, estão centradas no facto do mercado de gás renovável ou hipocarbónico estar suficientemente desenvolvido, não se justificando, por essa razão a aplicação dos descontos (condição prevista na alínea b) do número 5 do artigo 18.º do Regulamento, referida acima). Tal fundamentação, manifestamente, não tem aplicação no SNG.

Adicionalmente, o regulador espanhol (CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), na proposta de tarifas para o ano gás 2025-2026, atualmente em processo de consulta ¹⁸, propõe também a aplicação dos referidos descontos.

¹⁸ Documento de consulta disponível no site da [CNMC](#).

Por fim, verifica-se que a redação do artigo 71.º, n.º 2 do Regulamento (UE) n.º 2024/1789 – que dispõe que a Comissão “pode” aprovar atos de execução que estabeleçam Códigos de Rede – põe em causa a leitura de que a aplicação de descontos ao abrigo do artigo 18.º dependa da aprovação de regulamentação europeia. E, em todo o caso, a ERSE não consegue antecipar que regulamentação será produzida no decurso do ano tarifário.

Em face do exposto, a publicação do preço com o desconto afigura-se como a decisão que a ERSE deve tomar.

5.5 PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

A ERSE toma boa nota do comentário do CT, no que diz respeito aos serviços complementares prestados pelo Terminal de GNL, reiterando que se encontra a analisar as condições contratuais de prestação dos serviços complementares do Terminal de GNL, submetidas pela REN Atlântico, necessárias para que se possam aplicar os preços.

6 TARIFA SOCIAL

Como referido no seu estudo relativo ao setor elétrico¹⁹, a ERSE considera que o financiamento da tarifa social, independentemente do modelo, deve seguir princípios de transparência, de equidade e de racionalidade económica. O modelo de financiamento não deve ser discriminatório e nem interferir no funcionamento do mercado, nem na concorrência, deve observar a proporcionalidade dos seus efeitos sobre os agentes e acautelar as suas consequências redistributivas sobre os consumidores.

À semelhança de anos anteriores, sobre a tarifa social, o CT recomenda a necessidade de revisão do respetivo modelo de financiamento, através de fundos do Orçamento do Estado ou da Segurança Social.

A ERSE, no âmbito das suas competências e atribuições, acompanha – como sempre acompanhou – as evoluções legislativas do modelo de financiamento da tarifa social, oferecendo os seus contributos ao Estado. Recorde-se que o tema foi objeto de parecer do Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da

¹⁹ Disponível em <https://www.erse.pt/media/jaffqy4i/estudo-sobre-o-financiamento-da-tarifa-social-de-eletricidade.pdf>.

República no setor elétrico²⁰ e no do gás²¹ e que a ERSE emitiu, como é conhecido, vários pareceres sobre o tema. Não obstante, esta é uma matéria em que o âmbito decisório compete ao legislador, cumprindo a ERSE o quadro legal em vigor.

7 TAXA DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO

O CT considera que, a par da Tarifa Social, também na Taxa de Ocupação do Subsolo (TOS), as suas recomendações não foram objeto de desenvolvimento, não se tendo alterado o *status quo* vigente.

Como a ERSE tem referido²², o tema carece de definição clara no plano legislativo. Ainda recentemente, a Lei do Orçamento do Estado para 2025, aprovada pela Lei n.º 45-A/2024, de 31 de dezembro, voltou a determinar, no artigo 149.º, que *a taxa municipal de direitos de passagem e a taxa municipal de ocupação do subsolo são pagas pelas empresas operadoras de infraestruturas, não podendo ser refletidas na fatura dos consumidores.*

Enquanto permanecer a situação existente, a ERSE exercerá – como tem exercido – neste domínio as competências que lhe são atribuídas e que incluem, designadamente, a proteção dos interesses e dos direitos dos consumidores e a garantia do equilíbrio económico e financeiro por parte das atividades dos setores regulados exercidos em regime de serviço público, quando geridas de forma adequada e eficiente (artigo 3.º, n.º 2, als. a) e b) dos seus Estatutos). A definição clara e eventual alteração do regime jurídico, todavia, compreende o âmbito da competência legislativa do Estado.

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CT

A ERSE partilha da preocupação manifestada pelo CT, pelos eventuais impactes tarifários causados pela tendência de diminuição do consumo de gás, pelo que regularmente efetua um acompanhamento e monitoriza a evolução do nível do consumo de gás natural, por forma a prevenir e antecipar eventuais desvios na recuperação dos proveitos, com origem na procura.

²⁰ Disponível em

<https://www.dgsi.pt/pgrp.nsf/f1cdb56ced3fdd9f802568c0004061b6/f71d2b1c7e855a6480257aa7003c18f8?OpenDocument> .

²¹ Disponível em

<https://www.dgsi.pt/pgrp.nsf/7fc0bd52c6f5cd5a802568c0003fb410/75c800dfbd5f83cf8025824700581ac8?OpenDocument> .

²² Designadamente, nos Comentários ao Parecer do Conselho Tarifário sobre a “Proposta de tarifas e preços de gás para o ano gás 2024-2025”, disponível em <https://www.erse.pt/media/dduptl2z/coment%C3%A1rios-parecer-do-ct-tep-gas-2024-2025.pdf> .

A ERSE também partilha da preocupação do CT no que respeita à sustentabilidade do SNG e à necessidade de equilíbrio e coexistência sustentável com outros setores, nomeadamente o setor elétrico. Por esse motivo, tem desenvolvido análises de sustentabilidade do setor do gás, de modo a auxiliar as suas posições e decisões regulatórias com impacto no médio e longo prazo, nomeadamente nas atividades de redes. De igual modo, a integração dos sistemas de energia, já preconizada na legislação europeia mais recente, constitui um passo positivo e preocupação da ERSE para o futuro, incluindo a vertente de sustentabilidade e equilíbrio económico-financeiros dos respetivos sistemas.

Apesar do reduzido peso do consumo do segmento BP< no total do SNG, a ERSE reconhece o seu papel estruturante, sobretudo pelo impacto que tem na sustentabilidade económica das infraestruturas de rede.

Neste contexto, a ERSE tem vindo a considerar, nos seus modelos regulatórios, mecanismos que promovam a estabilidade tarifária e a sustentabilidade da recuperação dos custos regulados, mitigando o risco de variações abruptas na procura. Continuará igualmente atenta à evolução do setor, nomeadamente no atual enquadramento de transição energética, avaliando a necessidade de eventuais ajustamentos futuros no modelo tarifário, que salvaguardem o equilíbrio económico-financeiro dos operadores e a equidade no tratamento dos diferentes segmentos de consumidores.