

PARECER SOBRE

“TARIFAS e PREÇOS DE GÁS PARA o ANO GÁS 2024-2025”

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário¹ (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”²

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE, em **28 de março de 2024**, enviou ao CT o documento “**Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2024-2025**”³, cabendo ao CT emitir parecer até 30 de abril de 2024.

No decurso da elaboração deste parecer o Conselho de Administração da ERSE, em 4 de abril de 2024, enviou ao CT o documento intitulado “Consulta de Interessados nº 6/2023|Diretiva sobre a vigência de disposições relativas à repercussão das taxas de ocupação do subsolo – Decisão final”⁴

Assim, a Secção do Sector do Gás do CT emite o seguinte parecer:

I

GENERALIDADE

A. Das recomendações expressas pelo CT/SNG no parecer de 28/abril/2023 relativo à Proposta de Tarifas e Preços para o Ano Gás 2023-2024 que não mereceram o acolhimento/concordância por parte da ERSE, fundamentando o Regulador a sua decisão na existência de limitações legais que, do seu ponto de vista, obstam a uma maior intervenção da sua parte, o CT destaca, por razões óbvias de impactes, as que se sumarizam de seguida, e que serão desenvolvidas na Especialidade:

1. Tarifa Social

No âmbito da Tarifa Social, o CT manteve a recomendação expressa no parecer anterior no sentido de a ERSE proceder à elaboração de cenários resultantes do crescimento dos potenciais beneficiários, em especial no quadro da atual conjuntura internacional, e o seu impacte no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam estes encargos: ORT, ORDs, Comercializadores e CURs.

2. Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS)

No que se refere às Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS), o CT renovou as recomendações feitas ao longo dos anos, designadamente quanto à necessidade de serem estabelecidos tetos máximos para as taxas a aplicar, bem como mecanismos que promovam a homogeneização da sua aplicação, e quanto à necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos ORD, nos termos previstos nos seus contratos de concessão e na regulamentação em vigor.

¹ Doravante abreviado por CT

² Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho

³ Ref: E-Tecnicos/2024/563/PL/Msb

⁴ Ref: E-Tecnicos/2024/579/FMS/JFV/lg

II

ESPECIALIDADE

A. Pontos Prévios

1. Tarifa Social (TS)

- a. O CT destaca que o concedente produziu legislação, Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro (com a Declaração de Retificação n.º 33/2023, de 22 de dezembro), que introduz um conjunto de alterações ao financiamento dos custos com a Tarifa Social de energia elétrica, nomeadamente passando a considerar no seu financiamento, para além dos produtores de energia elétrica, os comercializadores e agentes de mercado na função de consumo de energia elétrica como entidades elegíveis para o financiamento da tarifa social.
- b. A "Proposta de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social, respeitantes ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 e ao ano de 2024" foi objeto de Consulta Pública nº 119, que decorreu entre 23 de janeiro de 2024 e dia 22 de fevereiro de 2024, visando apenas o setor elétrico.
- c. Assim, na ausência de promulgação de nova legislação sobre este tema, o CT reafirma que mantém integralmente o que tem plasmado nos seus pareceres, de forma reiterada, desde 2012, a necessidade de revisão do modelo de financiamento da TS porquanto, constituindo uma medida de política social, o seu financiamento deverá ser garantido por verbas inscritas no Orçamento do Estado ou da Segurança Social.
- d. Tratando-se de matéria de responsabilidade governamental, o CT na sua última pronúncia sobre este tema (fevereiro de 2024), instou a ERSE a, após a nomeação do novo governo constitucional da República Portuguesa e dos titulares da área da energia, apresentar a situação e disponibilizar-se para contribuir ativamente para a revisão do modelo das condições de financiamento da TS.

2. Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS)

- e. Em sede de Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS), assume especial relevância o n.º 3 do artigo 85º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro (LOE 2017), que veio estabelecer 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."*
- f. A auto exequibilidade daquela norma tem sido um tema controverso, tendo sido produzido um conjunto de decisões pelo Supremo Tribunal Administrativo (STA) no sentido de considerar que se trata de uma norma diretamente aplicável, ou seja, apta a produzir todos os seus efeitos de proibição expressa da repercussão da TOS na fatura dos consumidores desde 1 de janeiro de 2017, sem dependência de regulamentação.
- g. Na sequência das sucessivas decisões judiciais proferidas pelo STA, acima mencionadas, a ERSE lançou, em 22 de agosto de 2023, a consulta de interessados n.º 6/2023, constituída pelo Projeto de Diretiva sobre a *"Cessação de vigência das disposições relativas à repercussão das taxas de ocupação do subsolo (TOS)"*, previstas no Regulamento Tarifário (RT) e no Manual de Procedimentos para a repercussão das TOS (MPTOS).
- h. A referida consulta decorreu entre 22 de agosto de 2023 e 20 de setembro de 2023, tendo a ERSE enviado a conclusão da mesma ao CT em 4 de abril de 2024, com a designação "Consulta de

Interessados nº 6/2023 | Diretiva sobre a vigência de disposições relativas à repercussão das taxas de ocupação do subsolo – Decisão final”.

i. Após análise dos contributos recebidos, entre os quais o do CT, a ERSE decidiu, ao abrigo do disposto no artigo 94.º do Código do Procedimento Administrativo (CPA), encerrar o procedimento administrativo, não emanando a Diretiva projetada, alegando em síntese que:

1. As sentenças judiciais proferidas não produzem efeitos *erga omnes* mas apenas *inter partes*, pelo que não sendo a ERSE parte nos litígios considera que não se encontra vinculada pelas decisões judiciais;
2. Nos termos do n.º 3 do artigo 133.º da LOE 2021 e já anteriormente, nos termos do n.º 1 do artigo 246.º da LOE 2019 e ainda nos termos do n.º 5 do seu artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março, foi definido que cabe ao Governo legislar para garantir que as TOS são pagas pelas empresas e que não são cobradas aos consumidores, não tendo sido, até à presente data, publicado qualquer diploma.

De qualquer forma, à ERSE, rigorosamente, não cabe produzir normativos sobre a proibição, ou não, da repercussão da TOS.

3. A regulamentação da ERSE, incluindo o RT e o MPTOS, a par da Lei n.º 5/2019, de 11 de novembro, na parte relativa à TOS, apenas será aplicável como modo de operacionalizar a eventual e contingencial repercussão que possa ser permitida por quadro normativo produzido a montante da intervenção da ERSE, salientando esta última que, no entanto, “... *devem todos os agentes ficar cientes que qualquer repercussão de TOS não é estribada na regulamentação da ERSE, só o podendo ser à luz dos contratos, caso a lei o consinta.*”.
 4. Por fim, há que ter em conta a consideração de outras competências estatutárias da ERSE, como o dever de garantir o equilíbrio económico e financeiro por parte das atividades e empresas dos setores regulados e a proteção dos direitos dos consumidores.
- j. O CT constata, assim, que a ERSE decidiu pela manutenção do *status quo*, e, desse modo, não procurar contribuir para a resolução da indefinição quanto ao regime aplicável das TOS.
- k. O CT regista o exposto pela ERSE na sua decisão final sobre a consulta de interessados n.º 6/2023, nomeadamente o seguinte:

“Assim, devem todos os agentes ficar cientes que qualquer repercussão de TOS não é estribada na regulamentação da ERSE, só o podendo ser à luz dos contratos, caso a lei o consinta. A regulamentação em causa é meramente operacional e mobilizável se e quando a repercussão for permitida, não tendo a ERSE de tomar posição expressa sobre essa possibilidade, nem o estado a fazer nesta sede, como não o fez no passado”.

- l. O CT expressa reservas quanto à classificação agora avançada pela ERSE do MPTOS ser “meramente operacional”, atenta a sua dependência do RT, bem como a monitorização que a ERSE fez da aplicação do mesmo pelos diversos agentes no SNG, com incidências contraordenacionais.
- m. Atendendo à perspetiva expressa pela ERSE, conforme transcrito nos parágrafos anteriores, considerando o MPTOS como “meramente operacional”, o CT solicita que a ERSE clarifique sobre o sentido de abrangência da TOS no âmbito da cobertura das responsabilidades dos agentes de mercado ao nível das garantias prestadas ao Gestor Integrado de Garantias (GIG).

- n. Atendendo ao conteúdo da norma prevista na LOE de 2017, que proibiu a reflexão da TOS na fatura dos consumidores e continuando os comercializadores, CUR e em mercado, a faturar a TOS, o CT reitera o expresso no parecer sobre **“Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2023-2024 e Parâmetros para o Período de Regulação 2024-2027”**, emitido em 28 de Abril de 2023, reproduzindo o teor da sua recomendação no que à TOS diz respeito:

“n. O CT tem expressado reiteradamente a sua preocupação pela indefinição quanto ao regime aplicável às Taxas de Ocupação do Subsolo (TOS). Com as recentemente anunciadas decisões judiciais, esta questão torna-se premente, pelo potencial efeito disruptivo que poderá ter no equilíbrio económico-financeiro dos ORD, como aliás a própria ERSE teve oportunidade de sinalizar em audições públicas. Assim, o CT permite-se voltar a insistir na necessidade de estabilização de um quadro legal estável e previsível para o regime de TOS. Este deverá ter em conta, nomeadamente, o estabelecimento de tetos máximos para as taxas a aplicar e de mecanismos que permitam uma uniformidade nacional na sua aplicação, evitando assimetrias regionais não justificáveis, e que garantam segurança jurídica aos contratos de concessão da distribuição”.

- o. Mesmo concordando que, rigorosamente, não cabe à ERSE produzir normativos sobre a proibição, ou não, da repercussão da TOS, sendo essa uma responsabilidade exclusiva do legislador, o facto é que, atendo aos estatutos da ERSE e ao neles consagrado como competências da mesma, o CT reitera o que escreveu no parecer que emitiu, em 15 de setembro de 2023, sobre a Consulta de Interessados n.º 6/2023:

“Que a ERSE diligencie junto da tutela, com carácter de urgência, o impulso legislativo necessário à consagração legal de atribuição a essa entidade de competências específicas e exclusivas em matéria da definição do quadro regulamentar e metodologia de aplicação da TOS, nomeadamente fixando um teto máximo da TOS, tendo por base uma metodologia clara e verificável, à semelhança do que já acontece no setor das comunicações eletrónicas com a Taxa Municipal de Direitos de Passagem, com as necessárias adaptações, obviando, desta forma, às significativas discrepâncias existentes no território nacional”.

3. Mercado Grossista e Preços de Energia

- a. O CT constata que esta proposta de tarifas e preços de gás, para o período de 1 de outubro de 2024 a 30 de setembro de 2025, surge num contexto particularmente distinto quando comparado com os mais recentes exercícios tarifários.
- b. A situação atual é marcada por uma elevada volatilidade e uma tendência decrescente do preço do gás natural nos mercados internacionais, mantendo-se o enquadramento geopolítico incerto, nomeadamente devido às situações de conflito existentes na Ucrânia e no Médio Oriente.
- c. O CT salienta que, apesar do alívio no preço do gás natural observado nos mercados grossistas, nomeadamente do TTF, que é o principal índice de referência para o mercado europeu, com reflexos igualmente no MIBGAS, os preços ainda são superiores aos que se verificavam no contexto pré-pandémico.
- d. O CT considera ser necessário continuar a monitorizar os efeitos da situação geopolítica na volatilidade dos preços do gás, uma vez que vários riscos não negligenciáveis continuam a pairar sobre os mercados. Do mesmo modo, e apesar da maior estabilização dos preços do gás, o CT considera fundamental manter a monitorização das potenciais alterações nas tendências de consumo dos clientes.

- e. Por outro lado, conforme destacou o CT no seu anterior parecer, sendo certo que o mercado português é especialmente fornecido a partir de GNL, é importante acompanhar o preço deste produto face a problemas observados do lado dos produtores, nomeadamente de âmbito contratual.
- f. Neste cenário, a ERSE concretiza na proposta um custo unitário de aquisição de gás natural adquirido pelo CURg, e vendido aos CURr, decorrente do último contrato histórico do Comercializador do Sistema Nacional de Gás (CSNG), ainda em vigor, anterior à Diretiva 2003/55/CE, de 26 de junho, em regime de *take-or-pay* (ToP), de 21,47€/MWh, significando um ligeiro aumento face ao valor considerado para o tarifário do Ano Gás 2023-2024.
- g. O CT observa que com esta proposta se manterá uma situação mais favorável para os clientes fornecidos pela Tarifa Transitória praticada pelos CURr, dado o aprovisionamento do mercado regulado ser garantido através do contrato histórico de longo prazo, celebrado pelo CSNG, o qual tem mantido preços de energia mais reduzidos do que os praticados nos mercados grossistas europeus, nomeadamente os indexados ao TTF.
- h. Adicionalmente, o CT mantém a nota de cautela expressa em diversos Pareceres, quanto à não necessária reprodutibilidade deste nível de preços nas ofertas em mercado livre, considerando os diferentes indexantes contratados pelos comercializadores ativos no mercado português junto dos seus fornecedores.

4. Desenvolvimentos Legislativos e Regulatórios

- a. No que diz respeito aos desenvolvimentos legislativos com relevância para a apreciação da Proposta de “Tarifas e Preços de Gás para o ano Gás 2024-2025” que lhe foi submetida para emissão de parecer, o CT regista os seguintes instrumentos legais:
 - Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro, que estabelece o sistema de compra centralizada de biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável, no contexto de promover, aprofundar e facilitar a transição energética e reforçar a segurança do abastecimento, designadamente, mediante a produção de gases renováveis, tal como preconizado a nível europeu; e,
 - Resolução do Conselho de Ministros n.º 41/2024, de 5 de março, que aprova o Plano de Ação para o Biometano 2024-2040 (PAB), o qual estabelece uma estratégia integrada e sustentada, para o desenvolvimento do mercado do biometano em Portugal.

Esta estratégia prevê duas fases, com horizontes temporais distintos: uma primeira fase que tem como objetivo a criação de um mercado do biometano em Portugal, e uma segunda fase que tem como objetivo o reforço e consolidação do mercado do biometano em Portugal. Adicionalmente, apresenta ainda um eixo complementar, que será transversal ao aproveitamento do biometano a nível nacional, tendo como objetivo garantir a sustentabilidade social e ambiental.
- b. No que respeita à ação regulamentar da ERSE, o CT considera relevantes as Diretivas/Regulamentos da ERSE que a seguir se elencam:
 - Diretiva n.º 17/2023, de 31 de agosto, da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, publicada no Diário da República n.º 169/2023, Série II de 2023-08-31, que aprova o manual de procedimentos da Entidade Emissora de Garantias de Origem;
 - Regulamento n.º 827/2023, de 28 de julho, da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, publicado no Diário da República n.º 146/2023, Série II de 2023-07-28, que aprova o

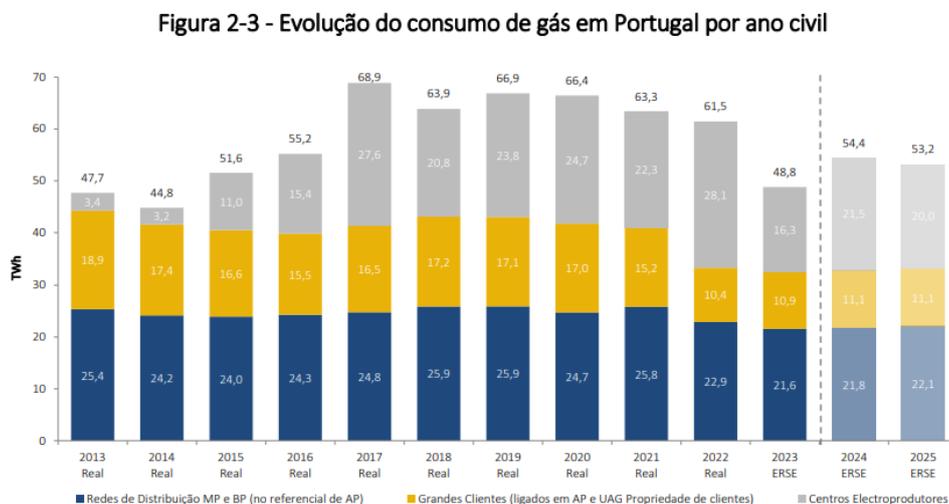
Regulamento das Relações Comerciais dos Setores Elétrico e do Gás e revoga o Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro;

- Diretiva n.º 26/2022, de 23 de dezembro, da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, publicada no Diário da República n.º 246/2022, Série II de 2022-12-23, que aprova as Condições Gerais do Contrato de Uso das Redes de Distribuição de Gás e revoga o anexo i da Diretiva n.º 3/2011, de 7 de outubro.

B. Caracterização da procura de gás no ano gás 2023-2024

1. A evolução da procura tem impactos na determinação dos proveitos a recuperar pelas tarifas em cada ano, sendo um fator determinante para o cálculo das tarifas a fixar e da capacidade de recuperação dos proveitos permitidos, conforme tem sido referido pelo CT nos seus anteriores pareceres.
2. A evolução dos consumos de gás em Portugal, por ano civil, conheceu um forte crescimento até 2017, ano de pico histórico, invertendo-se essa tendência a partir de então. Desde 2017 e até 2021 os consumos anuais, embora com tendências decrescentes, situaram-se sempre acima dos 63 TWh, assumindo um comportamento estável, favorável à definição tarifária.

Contudo, os últimos dois anos evidenciam um acentuar expressivo desse decréscimo, conforme figura abaixo.



Nota: A partir de 2020 real passou a incluir-se nas quantidades dos Grandes Clientes os clientes das UAG propriedade de clientes, para além dos ligados em AP.

Fonte: ERSE, Proposta de caracterização da procura de gás no ano gás 2024-2025

3. O consumo dos grandes consumidores industriais fornecidos em AP representou no período 2013-2023, entre 17% e 40% do consumo nacional de gás, tendo em 2022 sofrido uma forte redução, assumindo o nível mais reduzido desde 2013, o que reflete, sobretudo, o aumento substancial do preço do gás nos mercados grossistas, a que este segmento de consumidores é especialmente sensível. O consumo dos grandes consumidores industriais manteve-se em 2023 em níveis historicamente baixos, com 10,9 TWh, sendo a previsão da ERSE de estabilização para os anos de 2024 e 2025 com 11,1 TWh projetados em cada ano.

4. Historicamente, o peso do consumo agregado dos consumidores abastecidos pelas redes de distribuição em MP e BP era o que apresentava maior estabilidade nos consumos de gás natural. Em 2022 o peso deste consumo atingiu níveis historicamente baixos, perto do valor mínimo histórico, com impacto nos setores residencial e terciário. Para 2024 a ERSE mantém os consumos no nível registado em 2023, sendo que em 2025 assume um ligeiro crescimento de consumo para o nível registado no ano de 2022.
5. O grupo de centros electroprodutores é o que apresenta maior volatilidade nos consumos de gás natural. Depois do pico atingido em 2017, o peso dos consumos deste segmento estabilizou, até atingir um novo máximo histórico no ano de 2022, para representar cerca de 46% do consumo nacional de gás. Em 2023, a redução prevista do consumo dos centros electroprodutores é a grande responsável pela queda do consumo nacional de gás natural, com consumos de 16,3 TWh, ao nível do ano de 2016. Para 2024 e 2025 a ERSE assume um nível de consumos de 21,3 TWh e 20 TWh, respetivamente, alinhado com o nível registado em 2018. Para esta previsão de consumo dos centros electroprodutores, a ERSE assume que o consumo verificado na Central da Tapada do Outeiro, cujo contrato original de longo prazo de aquisição de energia terminou em março de 2024, será realizado noutras centrais.
6. O CT reconhece as dificuldades de previsão deste segmento de consumo, dada a conjuntura incerta, bem como o crescente peso da produção de eletricidade renovável. Ainda assim, o CT não pode deixar de manifestar a sua preocupação sobre o nível de consumo de gás estimado pela ERSE para os centros electroprodutores, podendo estar em causa uma previsão excessivamente otimista face à conjuntura económica e energética atual.
7. O CT está ciente que a volatilidade registada nos consumos nos recentes anos adiciona um fator de incerteza no processo de definição da procura de gás.
8. O CT regista com preocupação esta tendência de evolução decrescente nos consumos que tem, naturalmente, um efeito de incremento tarifário.
9. O CT recomenda, em especial, a reavaliação das previsões do consumo dos centros electroprodutores com base em todas as fontes de informação disponíveis e mais atuais, nomeadamente os consumos já registados durante este ano de 2024, sob pena de se poderem desenvolver elevados ajustamentos tarifários nos próximos exercícios tarifários.
10. Deste modo, o CT aconselha um acompanhamento durante o Ano Gás da evolução do consumo, para prevenir desvios significativos de recuperação de proveitos, eventualmente através de alguma revisão extraordinária de tarifas, se se demonstrar necessária.

C. Tarifas e proveitos permitidos no ano gás 2024-2025 por atividade

C.1. Ajustamentos dos anos 2022 e 2023

1. O ano gás 2024-2025 é, no que se refere ao ano de 2024, o primeiro ano do novo período de regulação 2024-2027, sendo os ajustamentos de 2022 e 2023 calculados com base nos parâmetros e incentivos definidos para o período regulatório 2020-2023.
2. Os ajustamentos a repercutir no ano gás 2024-2025 são determinados pela diferença entre os valores estimados para o ano de 2022 e os valores reais verificados no mesmo ano, sendo os do ano 2023 calculados com a melhor estimativa baseada nos dados disponíveis à data de emissão da Proposta.

3. O quadro seguinte sintetiza os ajustamentos calculados por operador e comercializadores de último recurso grossista e retalhistas.

Síntese dos ajustamentos dos anos s-2 e s-1 por operador

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas ano gás 2023-2024		Proposta Tarifas ano gás 2024-2025	
	2021 (definitivo)	2022 (provisório)	2022 (definitivo)	2023 (provisório)
Operador de receção, armazenamento e regaseificação de GNL	736	-3 038	-4 371	-1 996
Operadores de armazenamento subterrâneo de gás	7 584	664	1 648	3 253
Operador da rede de transporte de gás	2 247	-15 732	-17 608	-12 937
Operador logístico de mudança de comercializador	2	112	-36	47
Operadores das redes de distribuição de gás	-6 950	-22 358	-24 810	-30 259
Comercializador de último recurso grossista	-137	-2 621	1 058	-1 118
Comercializadores de último recurso retalhista	-699	-723	1 997	-481
Total de Ajustamentos	2 782	-43 696	-42 122	-43 491

Fonte: Documentos "Proveitos permitidos e ajustamentos do ano gás 2023-2024, Quadro 3-6" e "Proposta de proveitos e ajustamentos do ano gás 2024-2025, Quadro 3-6"

4. Os ajustamentos a recuperar pelas empresas no montante de 42,1 M€ no ano gás 2024-2025 refletem o desvio definitivo de 2022 na íntegra, uma vez que no ano gás 2023-2024 a ERSE decidiu não considerar a totalidade dos 43,7 M€, então calculados ainda que a título provisório, relativos ao ano de 2022. Caso tivesse considerado esse desvio provisório no ano passado, neste ano o ajustamento seria de apenas 1,5 M€ a devolver às tarifas.
5. Este ano, a ERSE propõe novamente não incluir nas tarifas do ano corrente o desvio provisório do ano s-1 (2023) com base na análise prévia que fez dos seus impactos tarifários. O montante de ajustamento estimado pela ERSE em 43,5 M€ a recuperar pelas empresas, será, assim, adiado mais uma vez para o ano seguinte.
6. O CT considera que a ERSE, por princípio, deveria reconhecer no ano os ajustamentos expectáveis de forma a não onerar os anos futuros, o que se aplica em particular aos ajustamentos provisórios, que, na altura em que são calculados, já incluem três trimestres reais.
- Nesse sentido, o CT recomenda que, de uma forma geral, não se adie a sua incorporação nas tarifas para que as mesmas reflitam os custos tão próximo quanto possível do seu valor real e do momento da sua ocorrência.
7. Pelo exposto, é opinião do CT que a decisão da ERSE deveria atender não só ao contexto atual, mas também ao contexto futuro, em que se prevê uma tendência de evolução decrescente da procura.

C.2. Proveitos permitidos dos Operadores

1. Os proveitos a recuperar no ano gás 2024-2025, embora incorporem 42,1 M€ de ajustamentos de anos anteriores (vide ponto C.1), mantiveram-se praticamente constantes, resultante dos novos parâmetros fixados para o período regulatório 2024-2027 e da redução do preço de energia, este último com impacte apenas nos proveitos a recuperar pelos comercializadores de último recurso.

Quadro 3-1 - Proveitos a recuperar para o ano gás 2024-2025 por atividade

Unidade: 10⁶ EUR

	Proveitos a recuperar Tarifas 2024-2025	Proveitos a recuperar Tarifas 2023-2024	Variação	
Proveitos do operador de receção, armazenamento e regaseificação de GNL [a]	27 302	28 553	-1 251	-4,4%
Proveitos dos operadores de armazenamento subterrâneo de gás [b]	20 163	21 020	-858	-4,1%
Proveitos do operador da rede de transporte de gás [c]	107 738	97 487	10 251	10,5%
Proveitos da atividade de Transporte de gás	74 984	70 874	4 110	5,8%
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS I dos quais referente aos proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	35 034	24 217	10 817	44,7%
Proveitos da atividade de Gestão Técnica Global do Sistema - UGS II	264	238	25	10,7%
	-2 280	2 395	-4 676	-195,2%
Proveitos dos operadores das redes de distribuição de gás	264 631	257 805	6 826	2,6%
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela I da tarifa de UGS	11 800	7 614	4 185	55,0%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela I da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t	14 614	10 457		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela I da tarifa de UGS [d]	145	470		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da parcela II> da tarifa de UGS	-1 294	1 450	-2 745	-189,2%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II> da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t	-1 238	1 334		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II> da tarifa de UGS [e]	56	-116		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de UGS II<	-375	325	-700	-215,2%
Custos do operador de rede de distribuição k, decorrentes da parcela II< da tarifa de UGS, previstos para o ano gás t	-278	292		
Ajustamento resultante da aplicação da parcela II< da tarifa de UGS [f]	97	-33		
Proveitos a recuperar pelo operador de rede de distribuição, por aplicação da tarifa de URT	21 002	21 573	-572	-2,6%
Custos do operador de rede de distribuição k, pelo uso da rede de transporte, previstos para o ano gás t	17 678	18 989		
Ajustamento resultante da aplicação da tarifa de URT [g]	-3 323	-2 585		
Proveitos da atividade de Distribuição de gás [h]	233 499	226 842	6 657	2,9%
Proveitos do Comercializador de último recurso grossista [i]	28 747	37 231	-8 484	-22,8%
Proveitos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos CUR	28 747	37 231	-8 484	-22,8%
Proveitos dos Comercializadores de último recurso				
Proveitos dos Comercializadores de último recurso retalhistas	88 913	111 507	-22 593	-20,3%
Proveitos da função de Compra e Venda de gás	28 747	37 231	-8 484	-22,8%
Proveitos da função de Compra e Venda do Acesso à RNTG e às RNDG	48 081	56 858	-8 777	-15,4%
Proveitos da função de Comercialização [j]	12 085	17 418	-5 333	-30,6%
Total dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas [a]+[b]+[c]-[d]-[e]-[f]-[g]+[h]+[i]+[j]	432 559	430 815	1 744	0,4%

Fonte: "PROPOSTA DE PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA O ANO GÁS 2024-2025"

- A proposta em análise resulta da aplicação dos "Parâmetros de regulação para o período 2024 a 2027", publicados em junho de 2023.
- No que respeita ao custo de eletricidade da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL é aplicado o parâmetro definido para a margem de comercialização de 3% sobre o preço *spot* no mercado grossista para a definição do valor do 1.º ano a que se aplicará, adicionalmente, um fator de eficiência de 1% nos anos seguintes, o que não constitui prática do mercado.
- O CT constata que, no momento da definição dos parâmetros, o contexto de preço do mercado elétrico era substancialmente distinto do atual. Nesse sentido, e entendendo o CT que a definição da margem em percentagem poderá implicar um eventual risco para o operador, uma vez que o valor da margem está dependente das oscilações do preço de energia no mercado *spot*, considera ser oportuna uma reavaliação deste parâmetro face aos valores atuais do mercado.
- O quadro abaixo apresenta as taxas de remuneração consideradas no cálculo dos proveitos permitidos.

Quadro 2-1 - Taxas de remuneração dos ativos regulados

	Taxa 2022	Taxa 2023	Taxa estimada 2024	Taxa prevista 2025
Alta Pressão	5,29%	5,70%	5,25%	5,25%
Média e Baixa Pressão	5,49%	5,90%	5,65%	5,65%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC	4,40%	4,40%	1,60%	1,60%

Fonte: "PROPOSTA DE PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA O ANO GÁS 2024-2025"

6. Da análise aos valores do quadro verifica-se que as taxas de remuneração apresentaram uma trajetória ascendente até 2023, acompanhando a evolução das obrigações do tesouro. O ano 2024 reflete as taxas propostas para o novo período de regulação, inferiores às de 2023, em contraciclo com o atual contexto financeiro, lembrando-se que a taxa Euribor associada à dívida de curto prazo (cerca de 3,8%) se aproxima das taxas de remuneração em vigor, o que terá consequências, a prazo, na capacidade de financiamento das empresas.
7. No que diz respeito aos investimentos realizados/a realizar nas infraestruturas da RNTIAT, até ao momento, o Estado concedente apenas procedeu à aprovação do PDIRG 2017, estando ainda por aprovar todas as propostas de PDIRG subsequentes (PDIRG 2019, 2021 e 2023). Acresce a aprovação, em processo autónomo ao PDIR, para a instalação das infraestruturas e equipamentos necessários à trasfega de gás natural entre navios no terminal de GNL, cf. Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, dirigida à atividade de Receção, Armazenagem e Regaseificação de GNL.
8. Relativamente à atividade de Distribuição de Gás, até ao momento, o Estado concedente apenas procedeu à aprovação do PDIRD 2018, estando ainda por aprovar todas as propostas de PDIRD subsequentes (PDIRD 2020 e 2022).
9. Neste exercício tarifário, a ERSE sublinha o racional seguido para aceitação do investimento realizado para efeitos de definição dos proveitos permitidos nas respetivas atividades dos operadores, nomeadamente a dependência da sua aprovação em sede de PDIR, ou em sede de decisões de aprovação autónoma sobre investimentos supervenientes, para além dos identificados como decorrentes de obrigações legais ou urgentes.
10. Na atual proposta tarifária, a ERSE assume, pela primeira vez, uma análise suportada na natureza dos investimentos – específicos ou não específicos-, sendo que os investimentos específicos não aprovados para efeitos de cálculo de tarifas são diferenciados quanto à sua data de realização: realizados entre 2021 e 2023 ou investimentos previstos para 2024 e 2025.
11. No que se refere aos investimentos específicos já realizados que excedam o *plafond* ou que não se encontram em PDIR aprovados, mas que entraram em exploração entre 2021 e 2023, a ERSE não os considerou na base de ativos regulados, referindo que apenas reconheceu as amortizações no cálculo dos proveitos permitidos das respetivas atividades.
12. Sobre os investimentos que excedam o *plafond* ou que não se encontram em PDIR aprovados, com entrada em exploração prevista para 2024 ou 2025, para além de não os considerar na base de ativos regulados, a ERSE não reconheceu as respetivas amortizações no cálculo dos proveitos permitidos.
13. No que respeita aos investimentos não específicos apresentados pelos operadores de redes, nomeadamente investimento em ativos afetos às funções de suporte das atividades, a ERSE entende que, de acordo com o quadro do Direito Europeu e os seus Estatutos e leis setoriais, pode ponderar considerar, para efeitos tarifários e de forma fundamentada, esta natureza de investimentos. De acordo com o indicado no documento da proposta, a ERSE encontra-se a preparar um pedido de informação adicional que deverá permitir a avaliação da razoabilidade dos investimentos realizados ou previstos realizar pelos operadores, de modo a concluir sobre a sua aceitabilidade para efeitos tarifários, ainda no processo de definição de tarifas para o ano gás 2024-2025.
14. De modo a evitar a apresentação de propostas condicionadas, o CT recomenda que, em exercícios futuros, a ERSE solicite toda a informação para efeitos tarifários atempadamente, por forma a que a informação apresentada seja o mais completa possível.

15. Sublinhando a referência feita em pareceres anteriores, o CT reitera a necessidade de aprovação atempada pelo concedente dos planos de investimento apresentados pelas empresas, de acordo com o disposto no Decreto-Lei nº 62/2020, de 28 de agosto, por forma a garantir a continuidade das atividades dos operadores do SNG no exercício do serviço público que lhes está acometido.
16. O CT reitera, ainda, a nota referida no seu parecer sobre “Tarifas e Preços de gás para o ano gás 2023-2024”, de que as empresas que desenvolvam as operações quotidianas de gestão do SNG e que cumpriram com todas as obrigações e prazos no que respeita ao processo dos PDIR, não sejam prejudicadas pela inação de outras entidades, penalizando, assim, o cumpridor.

C.3. Proveitos permitidos da atividade de compra e venda de gás natural

C.3.1. Proveitos permitidos da atividade de compra e venda de gás natural

1. A ERSE procedeu ao apuramento da proposta de proveitos permitidos do comercializador do SNG para o ano gás 2024-25 de acordo com o enquadramento regulamentar e com a informação auditada apresentada pela empresa.
2. O CT nota que, pela primeira vez, em conformidade com as alterações regulamentares introduzidas no regulamento tarifário após a 114ª Consulta Pública, a ERSE incorpora no ajustamento relativo ao ano de 2022, a componente de encargos de neutralidade, reconhecendo o valor auditado apresentado pela empresa. O CT valoriza positivamente o reconhecimento destes encargos nos proveitos permitidos do comercializador do SNG uma vez que, não sendo controláveis por este agente no desempenho da sua atividade regulada, e resultando os mesmos de custos de natureza similar a “acessos de rede”, não pode deixar de ser assegurada a neutralidade da empresa relativamente aos mesmos.

C.3.2. Custo de aquisição do gás natural e tarifa de energia

1. A ERSE propõe fixar a tarifa de energia do CURG em 22,76 €/MWh para o ano gás 2024-25, o que representa um aumento de 3,29% face à tarifa de energia que vigora desde 1 de outubro de 2023 (22,03 €/MWh).
2. A tarifa proposta é apurada com base na ponderação do custo previsto para a aquisição de gás natural do comercializador do SNG de 22,16 €/MWh para 2024 e 20,78 €/MWh para 2025, em ambos os casos considerados à saída da RNTG.
3. Neste custo de aquisição de gás natural, para além do custo de aquisição da energia, encontram-se ainda internalizados os designados “Outros custos”, que contemplam a utilização das infraestruturas de gás (Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo de gás e Transporte de gás), os custos associados à imobilização de gás em reservas estratégicas e obrigatórias, os encargos de neutralidade e os custos de exploração da atividade do Comercializador do SNG, ao pro-rata das quantidades vendidas pelo CSNG ao CURG face às vendas totais.
4. Considerando apenas o valor da commodity, a ERSE assume 20,59 €/MWh para 2024 e 19,21 €/MWh para 2025. Segundo a ERSE, estas previsões refletem a estimativa de preço do único contrato de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take-or-pay*, celebrado em data anterior à publicação da Diretiva 2003/55/CE, de 26 de junho, ainda em vigor, entre o comercializador do SNG e a Nigéria, que termina em setembro de 2027.

5. Não obstante, a ERSE nota que “as cotações do gás natural nos *hubs* europeus [TTF, MIBGAS, NBP, ZEE e PEGAS PEG], com dados até final de fevereiro, registam uma descida, para um valor médio de 28 EUR/MWh”.
6. Relativamente aos preços de referência de GNL publicados pela ACER, a ERSE afirma que “já em 2024, com dados até final do mês de fevereiro registou-se uma descida dos preços do GNL, para um valor médio de 26,7 EUR/MWh”.
7. Finalmente, no que toca ao mercado ibérico, a ERSE constata que “em 2024, com dados até fevereiro, os preços do MIBGAS e do custo de gás natural adquirido pelos CURg apresentam uma tendência de convergência, para valores em torno dos 25 EUR/MWh e 23 EUR/MWh, respetivamente”.
8. O CT verifica que a tarifa de energia proposta coloca o custo de aprovisionamento dos comercializadores de último recurso num patamar inferior ao custo do gás natural observado em todos os mercados de referência identificados pela ERSE.
9. Do mesmo modo, a convergência assinalada pela ERSE entre os valores do MIBGAS e do custo de aprovisionamento do CURG será um fator meramente transitório atendendo a que, como a própria ERSE indica, os contratos *take-or-pay*, que servem de base ao aprovisionamento do comercializador do SNG, estão indexados ao preço do petróleo, ou aos seus derivados, e não ao preço do gás natural nos mercados europeus.
10. O CT considera a proposta de fixação da tarifa de energia abaixo dos principais referenciais de mercado como limitador da concorrência e do processo de liberalização do mercado, uma vez que se torna impossível a comercializadores em regime de mercado replicar esta estratégia de aprovisionamento.
11. Este facto é agravado pela manutenção em vigor do regime excecional e transitório que permite aos clientes finais de gás natural com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m³, maioritariamente consumidores domésticos e pequenos negócios, regressar ao regime de comercialização de último recurso, potenciando a criação de défice tarifário neste setor.
12. No enquadramento anterior, o CT recomenda que a ERSE mantenha uma monitorização da evolução dos preços nos mercados grossistas, por forma a prevenir que a discriminação observada prejudique o funcionamento regular do mercado livre.

C.3.3. Mecanismo de adequação da tarifa de energia

1. Encontra-se em vigor, desde 2020, o mecanismo de monitorização da adequação da tarifa de energia que, trimestralmente, permite verificar a evolução da estimativa do custo de aprovisionamento de gás natural para o ano gás e, caso esta estimativa varie mais ou menos que o valor pré-definido, ativar automaticamente a atualização da tarifa de energia, para mais ou para menos, com aplicação de uma metodologia também ela pré-definida.
2. Para o ano gás 2023-24 vigoram os parâmetros que definem como limiar para despoletar a atualização da tarifa de energia uma variação face à previsão do custo de aprovisionamento de ± 4 €/MWh, que desencadeia um ajuste de 50% do limiar para atualização (ie. ± 2 €/MWh). Este mecanismo não foi, até ao momento, ativado no ano gás em curso.
3. A ERSE propõe manter para o ano gás 2024-25 os parâmetros que vigoraram em 2023-24 e que, de resto, vigoram desde a criação do mecanismo.

4. O CT reafirma a opinião, expressa em pareceres anteriores, de que limitar a revisão da tarifa de energia a ± 2 €/MWh, contribui para desvirtuar o impacto expectável do mecanismo por impedir uma atempada reflexão na tarifa de energia de variações relevantes na estimativa do custo de aprovisionamento.
5. Esta limitação prejudica a adequação da tarifa de energia ao custo de aprovisionamento, promovendo não só a geração de desvios tarifários, os quais, nos termos do RT, serão recuperados junto de todos os clientes do SNG e não apenas nos clientes dos CURR que seriam os destinatários das correções, mas também situações, em particular no caso de aumentos do custo de aprovisionamento, em que os comercializadores em regime de mercado se veem incapazes de competir com a tarifa de venda a clientes finais, prejudicando-se, uma vez mais, a concorrência e o objetivo de liberalização do mercado.
6. O CT volta a propor a sugestão deixada no ano gás anterior de rever o mecanismo para que o acerto à tarifa de energia seja expresso não em percentagem do limiar que despoleta a atualização, mas em percentagem do valor da variação observada face à previsão do custo de aprovisionamento.
7. Aliás, o CT não pode deixar de relevar a Proposta agora lançada pela ERSE para uma revisão extraordinária de tarifas do SEN, na qual anuncia a intenção de lançar uma revisão destes mecanismos de adequação tarifária, criando um maior automatismo na sua aplicação. Sem prejuízo da avaliação a realizar pela secção de Eletricidade do CT, a secção do Gás valoriza positivamente o anúncio da ERSE e recomenda a posterior adaptação e aplicação de medida similar no SNG.

C.3.4. Processo de extinção das tarifas transitórias

1. A Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, fixou as datas para a extinção das tarifas transitórias, nomeadamente:
 - (i) até 31 de dezembro de 2022, para os clientes com consumos anuais superiores a 10.000 m³;
 - (ii) até 31 de dezembro de 2025, para os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m³.
2. O CT nota que, nos termos da legislação comunitária aplicável que foi transposta para o direito nacional, as tarifas transitórias devem ser extintas até dezembro de 2025, salvo nos casos excecionados, como a Tarifa Social para clientes vulneráveis, ou em situações de inabilitação de agentes de mercado.
3. Considerando que aquela data é quase coincidente com o final do Ano Gás agora em avaliação, o CT recomenda especialmente que a ERSE interaja com as entidades responsáveis pela concretização daquela obrigação.
4. Deste modo, o CT recomenda que a ERSE, a exemplo de situações anteriores, publique instruções para os consumidores e comercializadores, que clarifiquem os procedimentos a seguir na saída do mercado regulado, de forma que a migração para o mercado livre, a completar até ao final de 2025, ocorra de forma gradual e informada.

C.4. Proveitos permitidos e tarifas da atividade de comercialização

C.4.1. Proveitos permitidos do comercializador de último recurso grossista

1. Para o ano gás 2024-25, a ERSE estimou em 28.747 k€ os proveitos do comercializador de último recurso grossista (CURG) a recuperar pela tarifa de energia, dos quais 1.058 k€ respeitam a um

ajustamento a favor do SNG relativo à compra e venda de gás e 729 k€ a um ajustamento relativo à atividade de comercialização do comercializador do SNG, a favor deste agente, ambos respeitantes a 2022. A ERSE apura ainda um ajustamento 1.118 k€ a favor do CURG, respeitante a 2023, mas opta por não o refletir nos proveitos permitidos, justificando-o pelo seu impacte tarifário, sem que, porém, o mesmo seja evidenciado quantitativamente.

2. O CT reafirma que a não consideração dos ajustamentos provisórios quando estes são a favor das empresas desvirtua o mecanismo de ajustamento provisórios, alargando no tempo a existência de desvios tarifários e aumentando o valor de juros regulatórios a incorporar nas tarifas.
3. Não obstante, o CT valoriza positivamente que a ERSE tenha reconhecido ao CURG uma base de “custos eficientes de funcionamento afetos à função de compra e venda de gás natural”, por forma a recuperar os custos de funcionamento desta atividade (fundamentalmente FSE), que não eram realizados pelos custos/proveitos da tarifa de energia que apenas considerava a *commodity*.
4. Em relação à atividade de compra e venda de gases de origem renovável e baixo teor de carbono (GOR), cujo procedimento concorrencial estava previsto ser lançado até 30 de junho de 2023, o CT mantém a recomendação de articulação entre a ERSE, a DGEG e o CURG, por forma a garantir que as diferentes etapas de operacionalização desta nova atividade regulada são planeadas e articuladas de forma coerente, garantindo, em qualquer caso o equilíbrio económico-financeiro da operação do CURG.

C.4.2. Proveitos dos comercializadores de último recurso retalhistas

1. Relativamente à proposta de tarifário para o ano gás 2024-25 a ERSE apresenta uma redução significativa dos proveitos para a atividade dos comercializadores de último recurso retalhista, de 111,5 M€ para 89 M€, fundamentalmente devido aos ajustamentos a favor da tarifa relacionados com a evolução para a atividade tarifária na componente de acessos.
2. Para a redução dos proveitos totais destas empresas contribui também de forma significativa a variação dos custos com aquisição de gás, essencialmente por redução do número de clientes abastecidos pelos CURRs e respetivo volume. Esta variação, estimada em 23% (-26% de volumes e +3% de custo do gás), espelha bem a elevada volatilidade a que estas empresas têm estado sujeitas, sobretudo desde que o governo aprovou a possibilidade de regresso dos clientes ao mercado regulado no sector do gás natural.
3. O CT recomendou no seu Parecer relativo à proposta de tarifas para o ano gás 2023-24 que a ERSE mantivesse um acompanhamento próximo da atividade destas empresas, atendendo à incerteza associada ao comportamento dos consumidores, desde que passou a ser permitido regressar ao mercado regulado.
4. Na sua resposta a esse Parecer, a ERSE partilhou a preocupação da incerteza da evolução do contexto da atividade o que, aliado à necessidade já referida no presente Parecer de garantir uma transição equilibrada dos consumidores para o regime de mercado, mais reforça esta recomendação do CT.
5. O CT reitera esta recomendação, agora em contexto de redução significativa dos proveitos por previsão de saída de clientes para o mercado liberalizado, previsão que pode não ser atingida.
6. Adicionalmente, e conforme abordado neste parecer, o CT volta a instar a ERSE que promova uma análise do modelo organizativo da atividade de comercialização de último recurso retalhista, antecipando a redução material de atividade que decorrerá da extinção, obrigatória pela legislação

européia, das TTVCF em dezembro de 2025. Esta reorganização deverá, identicamente, considerar a necessidade de sustentabilidade de alguma atividade CUR residual que se mantenha no pós-2025, nomeadamente pela necessidade de garantir o fornecimento a clientes em situação de pobreza energética, ou afetados por inabilitação de fornecedores.

C.4.3. Tarifas de comercialização

1. A Tarifa de comercialização dos CURRs mantém a estrutura de um termo fixo em €/dia e um termo de energia em €/kWh, refletindo ambos uma redução de aproximadamente 8% face à tarifa em vigor no ano gás 2023-2024.
2. Enquanto no ano gás anterior se verificou um aumento desta tarifa devido ao aumento previsto do número de clientes abastecidos pelos CURRs, para 2024-2025 a redução proposta está alinhada com a previsão já mencionada de redução do número de clientes abastecidos por estas empresas, em contexto de redução de preços no mercado liberalizado e consequente saída dos clientes do mercado regulado.
3. Adicionalmente, a redução de aproximadamente 8% é mais expressiva do que o aumento verificado no ano gás anterior, abaixo dos 3%, também porque para a margem de comercialização dos CURRs deixa de ser considerado um montante de 5€/ano, por cliente abastecido, dado o período de aplicação deste termo, fixado no momento do *unbundling* em 2006, ter agora terminado.
4. Apesar desta redução significativa, mantém-se inalterado o facto de que estas empresas tiveram de alterar em curto espaço de tempo, e de forma significativa, a sua estrutura e operativa, para fazer face à possibilidade de regresso de clientes ao mercado regulado. Estas alterações não são passíveis de serem revertidas num curto espaço de tempo, uma vez que envolveram, entre outros, investimentos em sistemas. Neste sentido, o CT volta a salientar a necessidade de que a ERSE mantenha uma monitorização próxima da atividade destas empresas e que se envolva na definição de um modelo sustentado de evolução futura, até num contexto de potencial desaparecimento da TTVCF em dezembro de 2025.

C.5. Tarifas

C.5.1. Enquadramento

1. No que respeita à metodologia de definição das tarifas reguladas, o CT nota a manutenção do princípio associado à aditividade tarifária e das tarifas de opções de contratação flexível para os consumidores.
2. Em relação à aditividade tarifária, o CT salienta a necessidade permanente na determinação dos custos eficientes e dos proveitos permitidos e a revisão dos critérios de atribuição destes às respetivas variáveis de faturação a serem suportadas pelos vários consumidores nos diversos níveis de pressão.
3. No que se refere à disponibilização de opções de contratação flexível, tal como em pareceres anteriores, o CT volta a reforçar a importância da sua manutenção, em particular para aqueles consumidores que, pela sua dimensão, disponham de sistema de telecontagem.

C.5.2. Limiar de consumo e demais características para aplicação de tarifas de acesso às redes opcionais em Média pressão e em Baixa pressão >

1. Todos os consumidores com faturação em Média Pressão (MP), incluindo os consumidores com ligação em Baixa Pressão (BP) e faturação em MP, com consumos anuais superiores ou iguais a

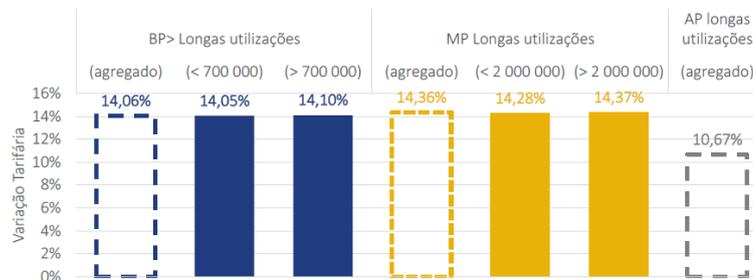
10 000 000 m³, podem optar por tarifas de acesso às redes opcionais em MP, beneficiando de um desconto que depende do consumo anual efetivo e da sua distância à rede de transporte em Alta Pressão (AP).

2. A atual proposta tarifária prevê que o diferencial médio entre as tarifas de Acesso às Redes em MP face a AP varie de 2,05 €/MWh (tarifas para 2023/24) para 2,58 €/MWh (proposta de tarifas e preços para 2024/25), o que significa um acréscimo do diferencial de 0,53 €/MWh (tarifas para 2022/23 - diferencial médio entre as tarifas de Acesso às Redes em MP face a AP: 2,02 €/MWh).
3. No que respeita ao termo fixo do desconto constante da proposta da ERSE, este foi atualizado para 2,29 €/MWh (tarifas para 2023/24: 1,95 €/MWh).
4. O CT relembra que o objetivo do mecanismo em apreço é evitar investimentos considerados ineficientes na mudança de abastecimento de clientes da rede de MP para AP. Assim sendo, 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, em determinado momento, concluir sobre potenciais vantagens económicas em mudar de nível de pressão e, por esse motivo, avançar com pedidos de ligação à rede em AP e investimentos decorrentes.
5. Por último, o CT, em coerência com pareceres anteriores, não pode deixar de salientar que este mecanismo não tem em consideração os custos da TOS suportados pelos clientes abastecidos pelas redes de distribuição e que não são aplicáveis aos clientes em AP, facto que aumenta o diferencial de custos suportados por estes dois tipos de clientes.

C.5.3. Escalões de consumo nas tarifas de uso das redes de AP, MP e BP>

1. A ERSE introduziu escalões de consumo nos vários níveis de pressão no ano gás 2016-2017, com o propósito de aproximar as Tarifas de Acesso às Redes (TAR) entre os vários níveis de pressão nos intervalos de consumo em que se observam diversos consumidores com características de consumo semelhantes, mas ligados a redes de pressão diferentes.
2. A proposta da ERSE mantém as descontinuidades tarifárias nas fronteiras dos escalões de consumo de acordo com os seguintes escalões de consumo por nível de pressão:
 - Média Pressão:
 - Consumo anual < 2 000 000 m³
 - Consumo anual >= 2 000 000 m³
 - Baixa Pressão > 10 000 m³/ano:
 - 10 000 m³ < Consumo anual < 700 000 m³
 - Consumo anual >= 700 000 m³
3. O CT constata que as tarifas propostas aos clientes nos escalões de maiores consumos dentro do mesmo nível de pressão estão em linha com as tarifas dos clientes com consumos inferiores, como pode ser analisado na figura seguinte:

Figura 9-2 - Variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes em longas utilizações, por nível de pressão e por escalão de consumo



Fonte: ERSE- Proposta de Estrutura Tarifária no Ano Gás 2024-2025

- A ERSE, no documento da “Proposta de estrutura tarifária no ano gás 2024-2025”, apresenta os resultados de um estudo de “Avaliação dos impactes económicos na faturação dos consumidores na fronteira dos escalões de consumo”, no qual avalia o impacto na fatura final dos consumidores de um escalão de menor consumo, caso verificasse um incremento no seu consumo anual e lhes fosse aplicável a TAR do escalão de consumo superior.
- A amostra utilizada pela ERSE para esta análise é constituída por 1073 consumidores com as seguintes características:

Quadro 9-2 - Características dos consumidores faturados em BP> e MP com consumos anuais superiores a 100 000 m³, com tarifas do ano gás 2024-2025

Tarifas 2024-2025		N.º Consumidores	Consumo Médio (m ³ /ano)	Modulação Média (dias/ano)	Faturação Média (EUR/ano)	Preço Médio (EUR/MWh)
BP>	100 000 < 700 000	643	251 452	130	167 636	57,14
	700 000 < 1 000 000	46	817 150	148	510 661	53,56
MP	100 000 < 2 000 000	227	1 050 361	131	593 256	48,42
	≥ 2 000 000	157	6 810 479	177	3 805 692	47,90

Fonte: ERSE- Proposta de Estrutura Tarifária no Ano Gás 2024-2025.

- O CT constata que, para todos os escalões de consumo, se verificou um aumento do benefício estimado face à análise realizada para o ano gás anterior.

Quadro 9-4 - Impactes económicos na faturação dos consumidores nas fronteiras dos escalões de consumo para o ano gás 2024-2025

Fronteira	N.º Consumidores afetados	N.º Consumidores afetados (%)	Benefício médio por consumidor (EUR/ano)	Benefício médio por consumidor (%)	Benefício total do escalão (EUR/ano)	Peso dos benefícios nas receitas do escalão (%)
BP> 700 000	14	1,30%	-16 846	-3,6%	-235 845	-0,2%
BP> 1 000 000	11	1,03%	-36 757	-5,9%	-404 324	-1,7%
MP 2 000 000	2	0,19%	-9 021	-0,8%	-18 042	-0,02%

Fonte: ERSE- Proposta de Estrutura Tarifária no Ano Gás 2024-2025

- No caso dos consumidores BP na fronteira de 1 000 000 m³/ano e face aos níveis elevados de ocorrência na amostra, cerca de 30%, o CT sugere à ERSE uma análise mais profunda ao impacto da descontinuidade tarifária nestas condições.
- O CT reitera a importância de se evitarem eventuais benefícios de consumidores menos eficientes por força da descontinuidade tarifária dos escalões de consumo, pelo que recomenda à ERSE a adoção dos mecanismos necessários que evitem estas descontinuidades.

C.5.5 - Evolução das tarifas de acesso às redes

- O CT destaca o aumento generalizado das TAR face à tarifa vigente para o ano gás 2023-24, para todas as tipologias de clientes, como pode ser constatado na tabela seguinte:

Figura 6-10 - Receitas, quantidades e preços médios associados às tarifas de Acesso às Redes, por tipo de cliente ⁵²

Tarifa de Acesso às Redes	Preço médio 2023-2024	Preço médio 2024-2025	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Centros eletroprodutores	1,47 EUR/MWh Receitas: 30 708 kEUR Quantidades: 20 821 GWh	1,91 EUR/MWh Receitas: 37 358 kEUR Quantidades: 19 542 GWh	29,6%	18,0%	9,9%
Clientes em Alta Pressão	1,31 EUR/MWh Receitas: 15 388 kEUR Quantidades: 11 759 GWh	1,51 EUR/MWh Receitas: 16 776 kEUR Quantidades: 11 124 GWh	15,2%	10,6%	4,2%
Clientes em Média Pressão	3,36 EUR/MWh Receitas: 54 505 kEUR Quantidades: 16 232 GWh	4,09 EUR/MWh Receitas: 58 416 kEUR Quantidades: 14 277 GWh	21,8%	14,3%	6,6%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	13,18 EUR/MWh Receitas: 54 537 kEUR Quantidades: 4 138 GWh	15,27 EUR/MWh Receitas: 56 677 kEUR Quantidades: 3 712 GWh	15,8%	13,6%	2,0%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	35,26 EUR/MWh Receitas: 153 257 kEUR Quantidades: 4 347 GWh	40,29 EUR/MWh Receitas: 157 736 kEUR Quantidades: 3 915 GWh	14,3%	13,9%	0,4%

Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

Fonte: ERSE- Proposta de Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2024-2025

- A evolução das TAR e dos proveitos permitidos para as empresas, é particularmente condicionada pela previsão de procura de gás em Portugal que, de acordo com as estimativas da ERSE para o ano gás 2024-25, volta a assumir valores anuais abaixo do histórico no período 2017-22, mas acima do valor registado em 2023, ano em que ocorreu uma queda acentuada do consumo dos centros electroprodutores, e níveis de consumo historicamente baixos dos grandes clientes industriais.
- Tal como consta do ponto B do presente parecer, o CT não pode deixar de reconhecer a complexidade associada ao exercício de previsão de determinados segmentos de consumo, designadamente os centros electroprodutores, mas é fundamental sublinhar o impacto que estimativas de consumo demasiadamente otimistas podem ter no futuro, designadamente em matéria de ajustamentos tarifários e pressão sobre as TAR.
- O CT sublinha que, apesar dos aumentos propostos relativamente às TAR a vigorar no ano gás 2024-25, não são considerados nos cálculos dos proveitos permitidos os ajustamentos provisórios de 2023,

que ascendem de acordo com as estimativas da ERSE, a 44 M€ a favor das empresas, e que terão o consequente impacto nas tarifas do ano gás 2025-26.

5. Analisando a evolução do preço médio da TAR dos centros eletroprodutores podemos notar a proposta de aumento global na fatura de 29,6 %, motivada pelo aumento dos custos, devido aos ajustamentos definitivos dos anos anteriores, a repercutir nas tarifas (18%) e pelo efeito do menor consumo previsto (9,9%).



Fonte: Elaboração Própria do CT com base nas várias Proposta de Tarifas e Preços de Gás publicadas pela ERSE para os últimos anos Gás

6. No caso do preço médio da TAR dos clientes em Alta Pressão, a proposta da ERSE aponta para um aumento global na fatura de 15,2% motivada pelo aumento dos custos, devido aos ajustamentos definitivos dos anos anteriores, a repercutir nas tarifas (10,6%) e pela redução do consumo prevista (4,2%).

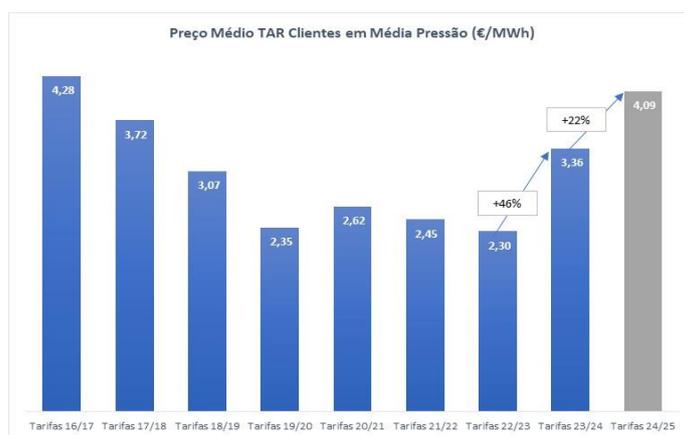


Fonte: Elaboração Própria do CT com base nas várias Proposta de Tarifas e Preços de Gás publicadas pela ERSE para os últimos anos Gás

7. Tal como já salientado no último parecer, o CT não pode deixar de expressar a sua preocupação quanto ao impacto negativo deste novo aumento da TAR a suportar pelos clientes em alta pressão, que acresce ao aumento muito substancial, superior a 300%, verificado para o ano gás 2023-24.

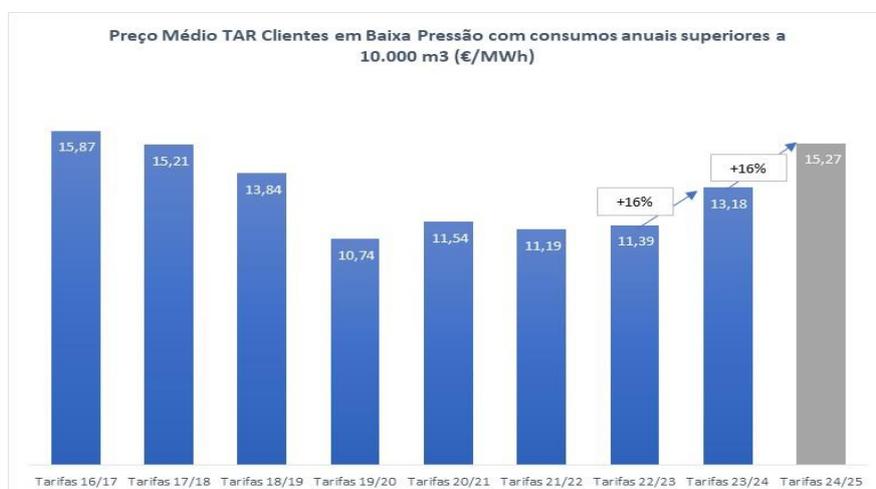
O aumento da TAR impacta negativamente na competitividade destes consumidores que operam no mercado global, apresentam volumes de consumo significativos e, em alguns casos, utilizam o gás como matéria-prima produtiva.

8. A proposta de tarifas para os clientes de média pressão apresenta um aumento de aproximadamente 21,8% face à tarifa do ano gás 2023-24, devido essencialmente a um aumento dos custos, aos ajustamentos definitivos dos anos anteriores, a suportar pela tarifa (14.3%), e ao efeito de redução dos volumes de consumo (6,6%).



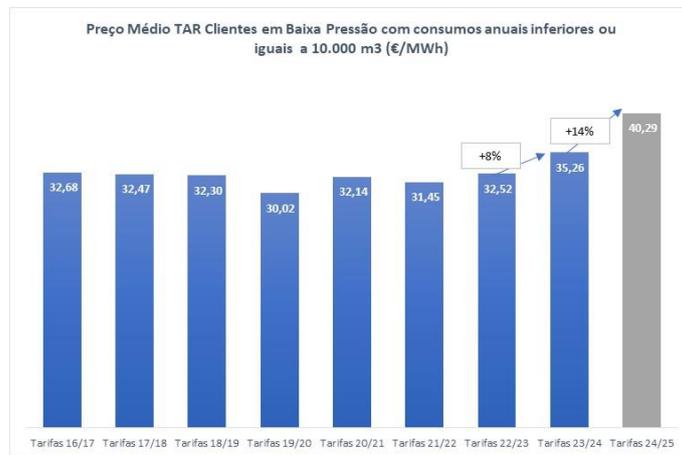
Fonte: Elaboração Própria do CT com base nas várias Proposta de Tarifas e Preços de Gás publicadas pela ERSE para os últimos anos Gás

9. Os clientes em média pressão representam um volume de consumo significativo do total nacional, associado às principais atividades económicas do país. O CT alerta para o impacto que o aumento de 0,7 €/MWh na TAR terá nesta tipologia de clientes, especialmente após um aumento superior a 1,1 €/MWh já registado no ano 2023-24.
10. A proposta de tarifas para os clientes de baixa pressão com consumos de gás superiores a 10 000m³, apresenta um aumento de 15,8% face à tarifa do ano gás 2023-24, devido essencialmente ao aumento dos custos a suportar pela tarifa devido aos ajustamentos definitivos dos anos anteriores.



Fonte: Elaboração Própria do CT com base nas várias Proposta de Tarifas e Preços de Gás publicadas pela ERSE para os últimos anos Gás

11. Tal como já referido nos casos anteriores, um novo aumento nas tarifas propostas, de sensivelmente 2 €/MWh face ao ano gás anterior, irá afetar essencialmente a pequena indústria e atividade de comércio, que usualmente repercutirão este aumento nos produtos e serviços prestados aos seus clientes.
12. No que diz respeito aos clientes de baixa pressão com consumos de gás inferiores ou iguais a 10 000 m³, a proposta de TAR apresenta um aumento de 14,3% face à tarifa do ano gás 2023-24, devido, essencialmente, ao aumento dos custos associados aos ajustamentos definitivos dos anos anteriores, resultando num agravamento superior a 5 €/MWh.



Fonte: Elaboração Própria do CT com base nas várias Proposta de Tarifas e Preços de Gás publicadas pela ERSE para os últimos anos Gás

13. O valor de TAR proposto para este segmento de clientes, representa o valor mais alto da série histórica considerada nesta análise, 2016-2025, reiterando o CT a sua preocupação quanto ao impacto deste aumento na atividade económica em geral, na viabilidade das atividades industriais, pequenas e médias empresas e no consumo doméstico.

D. Preços dos serviços regulados a vigorar em 2024-2025 e custo máximo para o transporte de GNL por camião-cisterna

D.1. Preços dos serviços regulados a vigorarem em 2024-2025

1. Nos termos estabelecidos no Regulamento das Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC), a ERSE, tendo por base a proposta apresentada pelos CUR e ORD, aprova anualmente os preços dos seguintes serviços regulados:
 - Preço de leitura extraordinária;
 - Quantia mínima a pagar em caso de mora;
 - Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás.
 - Encargos com a rede a construir;
 - Fatores a considerar no cálculo do sobrecusto de veiculação de gás natural relativamente ao custo médio dos ativos considerados nas tarifas de uso das redes, para ligações às redes de instalações com consumo anual superior a 10 000 m³ (n);

- Valores de referência, a considerar para efeitos tarifários, referentes aos custos com a integração nas redes de polos de consumo existentes.

Quanto aos preços dos serviços de leitura extraordinária, de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de gás, dos encargos com a rede a construir e dos valores de referência a considerar no cálculo dos custos de integração de polos de consumo, o CT constata que a ERSE propõe um aumento de 4,3%, em linha com o proposto pelas empresas.

As empresas justificam esta proposta de aumento com base no valor apurado pelo Instituto Nacional de Estatística para o índice de Preços no Consumidor (IPC) de 2023, ser de 4,3% (variação média anual) e estimam que os fatores causadores de “stress económico” se irão manter.

2. Nos termos estabelecidos no RT, a ERSE aprova anualmente o preço regulado aplicável às mudanças de comercializador e os preços aplicáveis à prestação de serviços complementares pelo terminal de GNL.

Sobre o preço regulado aplicável às mudanças de comercializador, o CT regista uma diminuição do preço em 25%, essencialmente devido ao aumento do número de mudanças de comercializador.

3. De acordo com o disposto no Anexo III do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na redação vigente, e no RT, o Terminal de GNL pode prestar serviços complementares, desde que resultem em benefícios para os utilizadores da infraestrutura, mediante proposta apresentada à ERSE e por esta aprovada.

O operador do Terminal de GNL, REN Atlântico, remeteu à ERSE uma proposta relativa à prestação dos serviços de Enchimento, Arrefecimento e Tráfego entre navios prestados pelo Terminal de GNL, propondo aplicar o mesmo preço aos três serviços, proposta que foi aceite pela ERSE.

O CT reconhece a necessidade de se proceder à aprovação do enquadramento regulamentar transparente e atual, que permita a prestação dos serviços complementares sem ambiguidades e que assegure que as infraestruturas têm a utilização devida, favorecendo a recuperação dos custos de investimento, nomeadamente no que se refere ao serviço de tráfego de navios.

De igual forma, o CT concorda com a proposta de partilha de receitas de 50/50 entre empresa e o sistema nacional de gás, por considerar que esta percentagem está alinhada com o verificado na globalidade no período entre 2013 e 2021 e permite introduzir simplificação no tratamento e reporte da informação.

4. Nos termos previstos no Regulamento de Apropriação Indevida de Energia (RAIE) a ERSE aprova, anualmente, sob proposta dos ORD, e pela primeira vez para o ano gás 2024-2025, os preços dos seguintes serviços:

- Encargos com a deteção e tratamento de anomalia;
- Majoração em caso de reincidência; e
- Consumo Médio Anual e Desvio Padrão.

Com base na disparidade de valores entre o proposto pelos ORD do setor do gás e o que foi aprovado para o setor elétrico, a ERSE propõe a equiparação do preço do serviço de deteção e tratamento de anomalias a aplicar no setor do gás natural, ao preço aplicado no setor elétrico.

Neste setor foi aprovado o valor de 91,6 euros que, de acordo com a proposta do ORD E-Redes, reflete os custos de mão-de-obra, transporte, análise e tratamento do processo, registo de auto de inspeção, eventual desmontagem e montagem de equipamentos de medição e determinação do valor do montante pecuniário a imputar ao beneficiário da AIE pelos prejuízos causados, acrescidos de 20% a título de custos de estrutura das empresas.

Quanto à majoração por reincidência, a ERSE considerou adequada a proposta dos ORD de 23%.

Atendendo às especificidades de cada setor, o CT não considera adequada a equiparação efetuada pela ERSE, recomendando uma reapreciação da proposta.

D. Qualidade de serviço

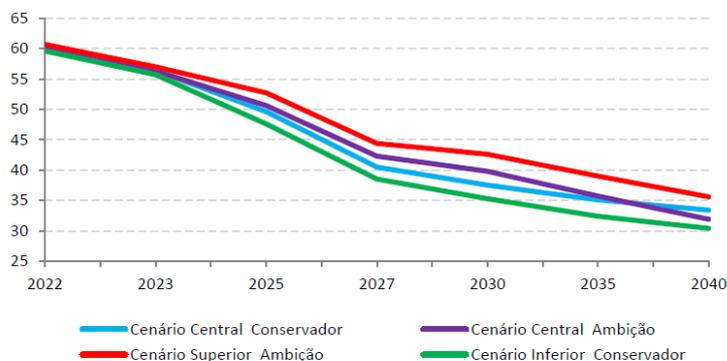
1. A qualidade de serviço constitui uma componente fundamental do processo regulatório do setor do gás gerando impactos muito significativos e relevantes no plano da competitividade das empresas e na esfera das relações de consumo.
2. Por essa razão, o CT aprecia e reconhece todo o esforço desenvolvido pela ERSE, nomeadamente o desenvolvimento e disponibilização do portal interativo sobre o acesso e utilização das infraestruturas do setor do gás e o portal interativo sobre Qualidade de Serviço Comercial.
3. O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) em vigor, aplicável aos setores elétrico e do gás, estabelece explicitamente o dever de divulgação pelas empresas reguladas e pela ERSE da informação concernente à avaliação anual da qualidade de serviço que é prestada e percecionada pelos clientes.
4. O CT sinaliza, positivamente, a publicação pela ERSE dos Relatórios da Qualidade de Serviço Técnica e da Qualidade de Serviço Comercial, relativos ao ano de 2022, e salienta a sua importância no quadro da avaliação da Proposta de Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2024-2025, em apreciação.
5. O CT constata que o ano de 2022 ficou marcado, de uma forma geral, pelo bom desempenho das empresas reguladas quanto ao cumprimento dos indicadores de qualidade de serviço.
6. O CT realça o desempenho globalmente positivo das empresas reguladas em matéria de qualidade de serviço nas suas diversas componentes, instando a ERSE e os operadores a manterem a aposta na melhoria contínua da qualidade de serviço enquanto fator essencial do sistema regulatório do setor energético.

E. Futuro do SNG

1. O CT vem expressar a sua preocupação com o futuro do SNG, em especial na evolução do consumo e respetivo impacto na competitividade tarifária.
2. Analisando o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2024-2040 (RMSA-G 2022) nota-se uma diminuição muito elevada da procura de gás, em todos os cenários de análise (Central Conservador, Inferior Conservador, Central Ambição e Superior Ambição), sendo que se estima que em 2040 o consumo de gás se reduza a cerca de metade do verificado em 2022⁵.

⁵ Para uma análise detalhada sugere-se a consulta do RMSA-G 2022

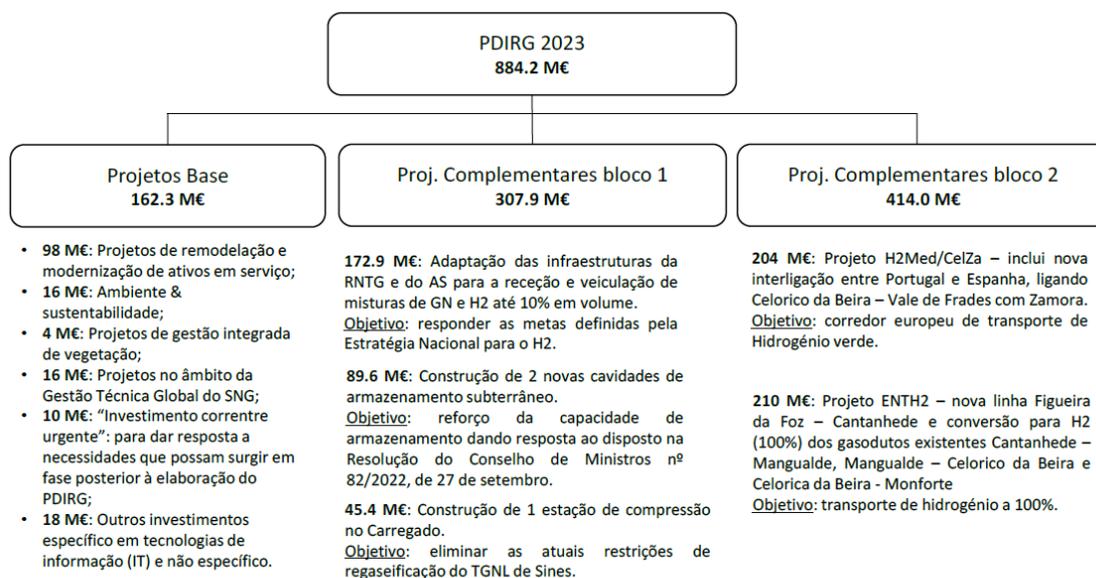
Figura 11 – Evolução da procura total de gás (TWh) ¹⁰



Fonte: REN

Fonte: RMSA-G 2022

- O CT salienta a introdução de gases renováveis ou de baixo teor de carbono nas infraestruturas do SNG, enquadrada no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, nomeadamente o biometano e o hidrogénio, que obrigará ao cumprimento e coordenação de um conjunto de ações associadas à gestão da capacidade de injeção e condições de operação, com alguns dos investimentos associados já identificados.
- O CT relembra os investimentos considerados pela ERSE e pelo ORT como necessários para garantir a segurança de abastecimento do SNG, analisados no seu anterior parecer à “Consulta Pública n.º 115 - Proposta de PDIRG 2023 relativa ao plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2024-2033, elaborada pela REN Gasodutos, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG)” e sumarizados na altura no diagrama abaixo apresentado.



Fonte: Conselho Tarifário

5. O CT relembra a sua recomendação neste parecer “*O CT não pode deixar de ressaltar o investimento elevado considerado na proposta de PDIRG 2023, para o período 2024-2033, de 884,2 milhões de euros.*”.
6. O CT viu com agrado a decisão da ERSE de desagregar os custos do projeto CELZA e do projeto ENTH2, associados ao hidrogénio, dos custos a suportar pelos utilizadores do SNG, reduzindo em 414 M€ o valor do ponto anterior.
7. No entanto, o CT vê com preocupação o futuro do SNG, em especial no que concerne ao impacto tarifário associado às necessidades contínuas de investimento e à redução substancial do volume de gás consumido.
8. Por outro lado, o CT realça que aumentos das tarifas reguladas poderão conduzir os consumidores a procurar alternativas energéticas fora do SNG, o que agravará ainda mais o equilíbrio económico do SNG.
9. O CT recomenda, assim, que a ERSE proceda a um estudo profundo do futuro do SNG e do impacto tarifário a longo prazo, com base na informação por si já disponibilizada relativa aos investimentos necessários e à tendência de redução do consumo.
10. Neste estudo recomenda-se a identificação de soluções que permitam que o SNG seja sustentável e que contribua positivamente para a economia portuguesa, no lugar de se tornar um motivo de perda de competitividade das empresas e um estrangulamento à qualidade de vida das famílias.

F. GOR – Gases Origem Renovável (H2, Biometano, outros)

1. O CT considera que o processo de descarbonização e transição energética, sendo urgente e inevitável, deve ser feito de forma progressiva, equilibrada e sustentável para todos os *stakeholders* do sistema.
2. Em particular, a transição para gases de origem renovável (GORs) tem de ser segura do ponto de vista técnico e económico. Devem ser acautelados todos os passos necessários, desde a logística da disponibilização e da certificação das matérias-primas, produção, transporte, armazenamento, distribuição até à utilização final, garantindo uma transição pacífica, justa e sustentável para todos os sectores da economia, e da sociedade em geral.
3. O CT considera indispensável uma visão integrada e global desta transição para os gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, de forma a garantir o equilíbrio dos ecossistemas do SNG e SEN.

IV

RECOMENDAÇÕES

Neste Parecer o CT entende serem de explicitar as seguintes recomendações:

- Que a ERSE proceda, tal como referido no parecer anterior, à elaboração de cenários resultantes do crescimento dos potenciais beneficiários, no âmbito da TS, em especial no quadro da atual conjuntura internacional, e o seu impacto no equilíbrio económico-financeiro das empresas que suportam estes encargos: ORT, ORDs, Comercializadores e CURs;
- Que se reveja o modelo de financiamento da TS porquanto, tratando-se de uma medida de política social, o seu financiamento deverá ser garantido por verbas inscritas no Orçamento do

Estado ou da Segurança Social, algo que já tem vindo a ser reiterado pelo CT nos seus pareceres desde 2012. Para tal, insta-se a ERSE a apresentar, aos novos titulares do governo da área da energia, a situação e a disponibilizar-se para contribuir ativamente para o modelo de revisão das condições de financiamento da TS;

- Que se concretize, tal como o CT expressou no parecer sobre “Tarifas e Preços de Gás para o Ano Gás 2023-2024 e Parâmetros para o Período de Regulação 2024-2027”, de 28 de abril de 2023, um quadro legal estável e previsível para o regime de TOS que tenha em conta, nomeadamente, o estabelecimento de tetos máximos para as taxas a aplicar e de mecanismos que permitam uma uniformidade nacional na sua aplicação, evitando assimetrias regionais não justificáveis, e que garantam segurança jurídica aos contratos de concessão da distribuição;
- Que a ERSE diligencie junto da tutela, com carácter de urgência, tal como foi expresso pelo CT no seu Parecer, emitido em 15 de setembro de 2023, sobre a Consulta de Interessados n.º 6/2023, o impulso legislativo necessário à consagração legal de atribuição a essa entidade de competências específicas e exclusivas em matéria da definição do quadro regulamentar e metodologia de aplicação da TOS, nomeadamente fixando um teto máximo da TOS, tendo por base uma metodologia clara e verificável, à semelhança do que já acontece no setor das comunicações eletrónicas com a Taxa Municipal de Direitos de Passagem, com as necessárias adaptações, obviando, desta forma, às significativas discrepâncias existentes no território nacional;
- Que se acompanhe durante o Ano Gás a evolução do consumo dos centros electroprodutores com base em todas as fontes de informação disponíveis e mais atuais, para prevenir desvios significativos de recuperação de proveitos, eventualmente através de alguma revisão extraordinária de tarifas, se se demonstrar necessária;
- Que não se adie, de uma forma geral, a incorporação dos ajustamentos nas tarifas, para que as mesmas reflitam os custos tão próximo quanto possível do seu valor real e do momento da sua ocorrência, de forma à ERSE atender não só ao contexto atual, mas também ao contexto futuro, em que se prevê uma tendência de evolução decrescente da procura;
- Que a ERSE solicite, em exercícios futuros, toda a informação para efeitos tarifários em tempo útil, por forma a que a informação apresentada seja a mais completa e atual possível, evitando, assim, a apresentação ao CT de propostas condicionadas;
- Que o concedente aprove os planos de investimento (PDIRs) de acordo com a programação disposta no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, por forma a garantir a continuidade das atividades dos operadores do SNG no exercício do serviço público que lhes está acometido;
- Que as empresas que desenvolvem as operações quotidianas de gestão do SNG e que cumpriram com todas as obrigações e prazos no que respeita ao processo dos PDIR, não vejam a sua operação prejudicada pela não decisão de entidades responsáveis;
- Que a ERSE mantenha uma monitorização da evolução dos preços nos mercados grossistas, por forma a prevenir que a discriminação observada, de fixação da tarifa de energia abaixo dos principais referenciais de mercado, prejudique o funcionamento regular do mercado livre;

- Que a ERSE proceda à adaptação e aplicação no SNG da medida proposta no SEN para a revisão extraordinária de tarifas, na qual anuncia a intenção de lançar uma revisão dos mecanismos de adequação tarifária, criando um maior automatismo na sua aplicação;
- Que a ERSE, a exemplo de situações anteriores, publique recomendações para os consumidores e comercializadores em regime de mercado e instruções para os CUR, clarificando os procedimentos a seguir na saída do mercado regulado, de forma que a migração para o mercado livre, a completar até ao final de 2025, ocorra de forma gradual e informada;
- Que se articule entre a ERSE, a DGEG e o CURG, a atividade de compra e venda de gases de origem renovável e baixo teor de carbono (GOR), cujo procedimento concorrencial estava previsto ser lançado até 30 de junho de 2023, por forma a garantir que as diferentes etapas de operacionalização desta nova atividade regulada sejam planeadas e executadas de forma coerente, garantindo, em qualquer caso o equilíbrio económico-financeiro da operação do CURG;
- Concomitantemente com o ponto anterior, que a ERSE providencie pelo estabelecimento de condições de acesso às redes pelos produtores de GOR sustentáveis e previsíveis, garantindo em qualquer caso o equilíbrio económico-financeiro dos operadores de redes;
- Que a ERSE promova uma análise do modelo organizativo da atividade de comercialização de último recurso retalhista, antecipando a redução material de atividade que decorrerá da extinção, obrigatória pela legislação europeia, das TTVCF em dezembro de 2025;
- Que a ERSE adote mecanismos que evitem eventuais benefícios de consumidores menos eficientes por força da descontinuidade tarifária dos escalões de consumo;
- Que se considere o financiamento dos projetos de investimento associados a políticas de descarbonização, uma vez que o CT vê com preocupação o futuro do SNG, requerendo especial atenção à conciliação do impacto tarifário associado às necessidades claras de investimento com a redução substancial do volume de gás consumido;
- Que a ERSE proceda a um estudo profundo do futuro do SNG e do impacto tarifário a longo prazo.

V

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE deverá ser reformulada em conformidade com as recomendações constantes deste Parecer.

Em 30 de abril de 2024, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

Votos a favor: 20 (vinte)

Votos contra: 1 (um) ponto A.2 da Generalidade e ponto A.2 da Especialidade

Abstenção: 1(um) ponto C.5.5 da Especialidade

tendo sido aprovado por **maioria**.

O parecer que antecede contém **27** (vinte e sete) páginas.

Constam ainda, mais **19** (dezanove) páginas, que fazem parte integrante do mesmo:

- **3** (três) contendo sentidos de voto e votação final agregada;
- **16** (dezaséis) contendo sentidos e declarações de voto,

o que perfaz um total de **46** (quarenta e seis) folhas.

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Patrícia Carolino Representante da Direção-Geral do Consumidor (DGC)	Anexo 2	----	----
Luís Vasconcelos Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP)	Anexo 3	Pt. A.2 da Gener. e Pt. A2 da Especial.	----
Luís Pisco Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 4	----	----
Célia Marques Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 5	----	----
Eduardo Quintanova Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 5	----	----
Ingride Pereira Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 6	----	----
Ana Vieira Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) (REN)	Anexo 7	----	----
Paula Almeida Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito - (GNL) (REN Atlântico)	Anexo 8	----	----
Jorge Lúcio Representante do CUR Grossista (Transgás) e Representante das entidades concessionárias das atividades de armazenagem de GN	Anexo 9	----	----
José Rodrigues Vieira Representante das entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural	Anexo 10	----	----
Eduardo Viana Representante das entidades titulares de licença de distribuição de gás em regime de serviço público.	----	----	----
Ana Teixeira Pinto Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural	Anexo 11	----	----
Ricardo Ferrão Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre	Anexo 12	----	----
Teresa Marques Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000m3	Anexo 13	----	----

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Carlos Moreno Representante dos pequenos comercializadores de energia	Anexo 14	----	----
Ana Brandão de Vasconcelos Representante designada pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente	Anexo 15	----	----
Paulo Rosa Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 13	----	----
Paulo Pires Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 13	----	----
Frederico Pisco Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 13	----	----
José Maurício Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 5	----	----

	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO DE QUALIDADE
Manuela Moniz Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Anexo 1	----	Ponto C.5.5	----