

COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO SOBRE
A “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE GÁS PARA O ANO GÁS
2023-2024 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO
2024-2027”

Junho 2023

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

Nos termos do n.º 7 do artigo 202.º do Regulamento Tarifário¹ e do n.º 2 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE², o Conselho de Administração da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT) da ERSE, no dia 31 de março de 2023, a “Proposta de tarifas e preços de gás para o ano gás 2023-2024 e parâmetros para o período de regulação 2024-2027” e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido parecer a 28 de abril de 2023.

O processo de fixação de tarifas e preços pela ERSE, tal como o prazo de emissão de parecer pelo Conselho Tarifário, previsto no n.º 10 do artigo 190.º do Regulamento Tarifário, correu os seus normais termos e foi, como sempre, oportunamente cumprido.

Após a análise do Parecer do Conselho Tarifário, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como as observações das demais entidades consultadas nos termos regulamentares, a ERSE aprova as tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2023-2024 e os parâmetros para o período de regulação 2024-2027.

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 2023-2024 e parâmetros para o período de regulação 2024-2027” 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 2023-2024 e parâmetros para o período de regulação 2024-2027”. Sobre os pontos do parecer do CT relativos a análise de matérias relevantes numa perspetiva de caracterização e análise da sua evolução ou sobre questões em que o CT concorda com as propostas da ERSE, não são tecidas observações dadas as suas características iminentemente factuais e de enquadramento.

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

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

I – GENERALIDADE

A. RECOMENDAÇÕES ANTERIORES DO CT

B. PONTO PRÉVIO – CONTEXTO ATUAL SNG

B.1. PROCESSOS JUDICIAIS INTERPOSTOS CONTRA DECISÕES DO REGULADOR

Por sentença do Tribunal Administrativo de Círculo de Lisboa, de 6 de janeiro de 2023, foram julgados totalmente improcedentes todos os pedidos dos operadores da rede de distribuição (ORD) de gás natural relativamente à impugnação de tarifas do gás natural para os anos gás de 2010-2011 a 2013-2014, que pretendiam que a ERSE lhes reconhecesse o direito a rendimentos adicionais pelo exercício da sua atividade, invocando, para o efeito, o direito a compensações que teriam sido negociadas com o Estado e refletidas na modificação dos contratos de concessão outorgados em 2008.

Na sentença proferida, o Tribunal confirmou plenamente a atuação administrativa da ERSE, valorizando, de forma acentuada, o estatuto de independência da ERSE, reconhecendo que a ERSE não está vinculada ao cumprimento de normas compensatórias e/ou indemnizatórias de natureza diversa das tarifárias, nem ao equilíbrio económico-financeiro que não seja o da própria atividade regulada. Pelo que, segundo o Tribunal, a ERSE não pode ser obrigada a garantir perante terceiros o cumprimento de obrigações de outras pessoas jurídicas, públicas ou privadas. O Tribunal não deixou, além disso, de abonar a decisão de fundo da ERSE afirmando que “nada nos autos evidencia que os atos sindicados [as decisões tarifárias da ERSE] tivessem que ter sido proferidos noutros termos”, reconhecendo que a atuação da ERSE permitiu “obstar à utilização de remuneração excessiva (por dupla consideração de inflação, ultrapassando assim o limite da remuneração/custo de oportunidade permitido)”.

Nos termos salientados pelo CT, a decisão judicial é favorável ao sistema tarifário, porquanto o deferimento das pretensões dos ORD representaria um aumento agregado dos seus rendimentos de mais de 1 000 milhões de euros ao longo do período das respetivas concessões, a serem pagos por todos os consumidores de média e baixa pressão, independentemente do seu comercializador.

A sentença transitou em julgado, sem que as empresas tivessem apresentado recurso.

A ERSE diligenciou junto do Tribunal no sentido de juntar esta certidão aos processos interpostos pelas empresas relativos aos anos-gás posteriores ao de 2013-2014, considerando que os argumentos

impugnatórios apresentados pelas distribuidoras são em tudo semelhantes àqueles que foram utilizados nos processos objeto da sentença transitada em julgado.

B.2. CONTRIBUIÇÃO EXTRAORDINÁRIA DO SETOR ENERGÉTICO (CESE)

Nos termos registados no Parecer do CT, o Tribunal Constitucional, por Acórdão de 16 de março de 2023 (Acórdão n.º 101/2023), julgou inconstitucional, por violação do princípio da igualdade (art. 13.º da Constituição da República Portuguesa), “o artigo 2.º, alínea d), do regime jurídico da CESE (aprovado pelo artigo 228.º da Lei n.º 83- C/2013, de 31 de dezembro, cuja vigência foi prorrogada para o ano de 2018 pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro), na parte em que determina que o tributo incide sobre o valor dos elementos do ativo a que se refere o n.º 1 do artigo 3.º do mesmo regime, da titularidade das pessoas coletivas que integram o setor energético nacional, com domicílio fiscal ou com sede, direção efetiva ou estabelecimento estável em território português, que, em 1 de janeiro de 2018, sejam concessionárias das atividades de transporte, de distribuição ou de armazenamento subterrâneo de gás natural (nos termos definidos no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na sua redação atual)”.

O Acórdão do Tribunal Constitucional considerou que com a alteração legislativa de 2018, “o legislador reduziu os objetivos a que a CESE se dirige em termos tais, que deixou de ser possível afirmar que as concessionárias das atividades de transporte, de distribuição ou de armazenamento subterrâneo de gás natural podem ser consideradas responsáveis pela sua concretização, e muito menos presumíveis causadoras ou beneficiárias das prestações públicas que ao FSSSE incumbe providenciar.”.

A decisão do Tribunal Constitucional incide, assim, apenas sobre estes operadores do SNG e não sobre os demais sujeitos passivos da CESE do SNG ou qualquer operador do SEN, respeitando ao ato de liquidação de 2018. A norma em causa (art. 2.º do regime jurídico da CESE) continua em vigor, uma vez que a decisão não tem força obrigatória geral. Este Acórdão pode, contudo, consistir em jurisprudência relevante para a decisão de casos futuros.

B.3. TAXA DE OCUPAÇÃO DE SUBSOLO (TOS)

Sobre este tema, e conforme salientado no Parecer do CT, há um vasto histórico legislativo, de que se destaca:

A Lei do Orçamento do Estado para 2017, aprovada pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, determinou no seu artigo 85.º, n.º 3 que a “... taxa municipal de direitos de passagem e a taxa de ocupação do subsolo são pagas pelas empresas operadoras de infraestruturas, não podendo ser refletidas nas faturas dos consumidores”. Na sua sequência, o artigo 70.º, n.º 5 do Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março, que estabelece as normas de execução do

Orçamento do Estado para 2017 determinou que “... o Governo procede à alteração do quadro legal em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores”.

Por sua vez, a Lei do Orçamento do Estado para 2019, aprovada pela Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, determinou, no artigo 246.º, que o Governo revê o “quadro legal enquadrador da taxa de ocupação do subsolo”, dispondo que “1 - O Governo procede, até final do 1.º semestre de 2019, à revisão do quadro legal enquadrador da taxa de ocupação do subsolo em vigor, nomeadamente em matéria de repercussão das taxas na fatura dos consumidores.” Ademais, determinando que “2 - A alteração legislativa prevista no número anterior deve assentar a incidência na efetiva ocupação do subsolo e assegurar a fixação de um limite mínimo e máximo indicativo do valor das taxas de ocupação do subsolo para os fornecimentos em BP (menor que) e para os fornecimentos em BP (maior que) e MP por parte dos municípios, atendendo aos princípios da objetividade, proporcionalidade e não discriminação”.

Noutro sentido, pela Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, determinou-se, quanto à fatura periódica de gás natural que os comercializadores devem apresentar faturas desagregando e discriminando taxas, “incluindo a taxa de ocupação do subsolo repercutida nos clientes de gás natural, bem como o município a que se destina e o ano a que a mesma diz respeito” (artigo 9.º, n.º 1, al. h)).

Mais tarde, a Lei do Orçamento do Estado para 2021, aprovada pela Lei n.º 75-B/2020, de 31 de dezembro, voltou a prever que a TOS é paga “pelas empresas operadoras de infraestruturas, não podendo ser cobradas aos consumidores” (artigo 133.º, n.º 1).

Entretanto, o Despacho n.º 315/2021, de 11 de janeiro, determinou a constituição de um grupo de trabalho com o objetivo de alterar o quadro legal da TOS atualmente em vigor, tendo o mandato deste grupo sido sucessivamente prorrogado pelo Despacho n.º 5983/2021, de 18 de junho, pelo Despacho n.º 8352/2022, de 8 de julho e pelo Despacho n.º 13102/2022, de 11 de novembro.

Em suma, resulta do quadro legal que (i) a TOS não pode ser refletida na fatura dos consumidores e que (ii) deve existir uma alteração do regime jurídico existente. Foi sempre discutido se aquela determinação era auto-executiva, tanto mais que era programada uma alteração do regime jurídico.

A recente jurisprudência do Supremo Tribunal Administrativo (STA) tem, em várias situações concretas, proibido a repercussão da TOS sobre os consumidores, atendendo ao artigo 85.º, n.º 3 da Lei do Orçamento do Estado para 2017, mais impondo a devolução dos montantes pagos e, quando pedido, condenando ao pagamento de juros. Assim se decidiu que “A norma constante do art.º 85, n.º 3, da Lei do OE/2017 para 2017 (Lei 42/2016, de 28/12), ostenta validade ou conformidade constitucional e plena eficácia, assim produzindo efeitos desde 1/01/2017, passando a ser ilegal a repercussão da TOS nos consumidores”.

Neste quadro, a ERSE tem reforçado a necessidade de, face às questões que subsistem no ordenamento jurídico, ser definido, com clareza, se (i) os ORD não podem repercutir (direta ou indiretamente, através dos comercializadores)

os valores das TOS que pagam aos municípios ou (ii) se os ORD podem repercutir os valores das TOS, em cascata, devendo tal ser feito primeiro sobre os comercializadores e, por sua vez, por estes nos seus clientes, com total transparência (cf. artigo 9.º, n.º 1, al. h) da Lei n.º 5/2019). Ambas as soluções pressupõem necessariamente que os valores das TOS cobradas sejam sujeitas a um valor máximo, que seja módico, para garantir a sustentabilidade económica do SNG.

Neste âmbito importa ter presente a cláusula 7.ª da Resolução do Conselho de Ministros n.º 98/2008, que atribui à concessionária o direito de repercutir sobre comercializadores ou consumidores o valor de taxas que lhe sejam cobradas. Assim, a não repercussão pelos ORD (direta ou indiretamente) levanta o tema do equilíbrio contratual junto do Estado concedente.

Por outro lado, uma eventual via intermédia – a repercussão dos ORD nos comercializadores, com proibição destes refletirem as TOS na fatura dos clientes – é problemática e coloca em causa, igualmente, a sustentabilidade do SNG. Neste cenário é antecipável o risco de os comercializadores, a prazo, repercutirem o valor das TOS sobre os consumidores através da sua margem (dado que o preço final do gás por estes praticado é livre). A falta de transparência gerada por tal solução cria, além do mais, incentivos para aumentos dos valores cobrados a título de TOS e redução da aderência territorial entre a tomada de decisão de natureza municipal e a sua afetação nacional, pondo em causa, neste cenário, a sustentabilidade económica do SNG.

As situações referidas reforçam a necessidade da criação de regras universais de aplicação da TOS que definam um valor máximo módico de TOS e garantam a coerência da aplicação desta taxa entre municípios e a limitação dos custos associados, sendo que qualquer repercussão, que seja permitida, deve ser operada com total transparência e conexão territorial.

Por fim, não se pode olvidar que existe um avultado stock de valores de TOS por repercutir, designadamente em funções de acordos pretéritos celebrados entre os ORD e os municípios, com vista a uma repercussão faseada de valores, que deve ser salvaguardado e regulado na legislação.

C. MERCADO GROSSISTA E PREÇOS DE ENERGIA

A ERSE compreende a preocupação do CT, admitindo que na situação atual em que se assiste a uma elevada volatilidade do preço da componente de energia, a sua evolução possa apresentar diferenças relevantes entre o mercado regulado e o mercado livre, em função dos contratos de aprovisionamento de cada comercializador.

Na documentação de tarifas não são apresentadas estimativas para a evolução de preços do mercado livre. Apresenta-se a evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, calculado com as tarifas

aditivas de Venda a Clientes Finais, que resultam da soma das tarifas por atividade regulada fixadas pela ERSE, visando dar cumprimento à obrigação de publicação de preços recomendados para o fornecimento de gás em baixa pressão, estabelecida no artigo 55.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que aprova as bases e organização do Sistema Nacional de Gás.

D. DESENVOLVIMENTOS LEGISLATIVOS E REGULATÓRIOS

A ERSE compreende o desconforto do CT pelo facto da presente Proposta de Tarifas de gás 2023-2024 ter sido acompanhada por uma proposta de revisão do Regulamento Tarifário (RT), concordando que a sobreposição de consultas públicas exige aos órgãos consultivos um esforço acrescido, podendo contribuir para a diminuição da capacidade de análise, ponderação e discussão das diferentes matérias que, na perspetiva da ERSE, não é desejável. De notar, todavia, que a referida sobreposição não resulta de uma decisão voluntária da ERSE, mas das exigências inerentes aos processos de discussão e aprovação regulatória, neste caso, diretamente relacionado com os impactos das alterações do Decreto-Lei n.º 15/2022, no conjunto das matérias regulamentares. De salientar, ainda, que em apenas cinco meses, desde janeiro de 2023, a ERSE lançou 4 consultas públicas (n.º 112 a 115), realizou 2 processos de atualização tarifária (setor elétrico e gás), lançou uma proposta de revisão excecional de tarifas para o setor elétrico e apresentou a presente proposta tarifária de gás para 2023-2024, tornando muito difícil a gestão do tempo e comprometendo a antecipação desejada.

A presente proposta de revisão do RT não implica uma alteração significativa da metodologia de cálculo dos proveitos, à exceção da forma de recuperação dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC), cuja implementação resulta de uma imposição legal em consequência da publicação do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que aprovou o regime jurídico aplicável à atividade de OLMC de eletricidade e gás natural, e que já tinha sido implementada para o setor Elétrico. A alteração proposta no RT implicou uma ligeira redução dos proveitos permitidos para 2023-2024, uma vez que parte dos proveitos do Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA) passam a ser recuperados por aplicação de um preço e a outra parte através da tarifa.

Outras alterações mais relevantes, são a introdução do mecanismo de Incentivo à Otimização das Previsões de Procura nos Planos de Investimento na Rede de Distribuição de Gás (PDIRDG) e dos princípios de sustentabilidade da estrutura financeira das entidades reguladas do setor do gás e de racionalização dos custos financeiros, de estrutura e gestão, associados aos custos de investimento. Contudo, estas alterações no RT não têm qualquer impacto nos proveitos permitidos das tarifas para o ano gás 2023-2024. Assim, a presente proposta de revisão do RT, enviado para parecer do CT, tem apenas um impacto residual

associado à recuperação dos proveitos dos OLMCA e, conseqüentemente, não prejudica a previsibilidade do processo e estabilidade tarifária desejáveis.

II – ESPECIALIDADE

A. CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NO ANO GÁS 2023-2024

A.1. CENÁRIOS ADOTADOS PARA O CONSUMO DE GÁS POR TIPO DE CONSUMIDORES

Resposta a este ponto é dada nos dois pontos seguintes, A.1.1. e A.1.2.

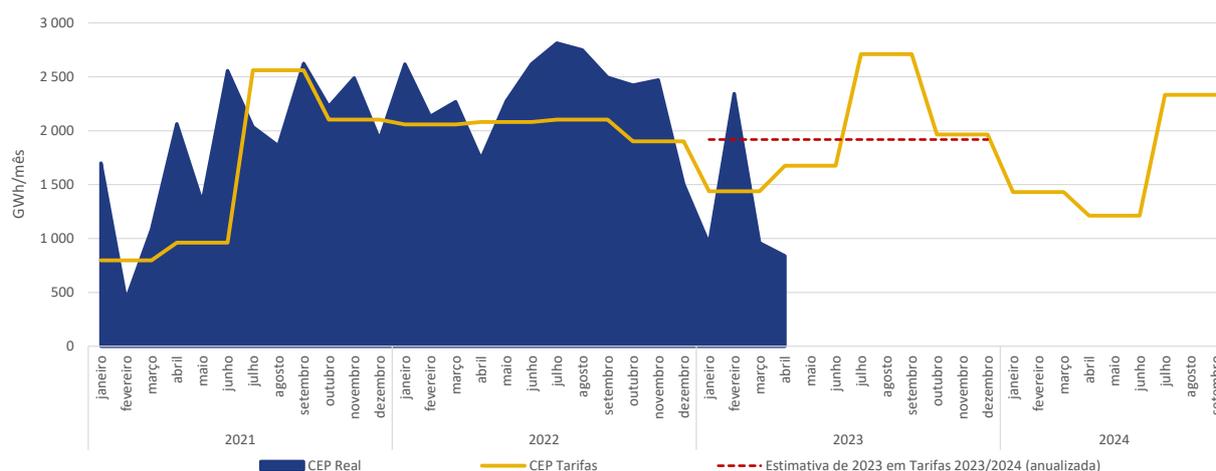
A.1.1. PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES

A ERSE toma boa nota da preocupação do CT sobre o nível de consumo de gás estimado dos centros eletroprodutores (CEP) poder ser excessivamente conservador para 2023.

Os dados reais mais recentes relativos ao consumo de gás dos CEP mostram que, no primeiro quadrimestre de 2023 este consumo (5,1 TWh) foi significativamente inferior ao consumo do período homólogo de 2022 (8,8 TWh) e ficou praticamente em linha com o consumo do período homólogo de 2021 (5.3 TWh).

Todavia, na Figura 1 constata-se que o consumo deste segmento de clientes, estimado pela ERSE para o período homólogo de 2023 e implícito nas tarifas de gás de 2023-2024, está acima do verificado nos primeiros quatro meses do ano.

Figura 1 – Evolução do consumo dos centros eletroprodutores



Fonte: ERSE, REN

Salienta-se, também, que tal sucede apesar dos preços de gás verificados no MIBGÁS se encontrarem, desde final de fevereiro de 2023, consecutivamente abaixo do preço de referência do gás definido no

mecanismo excepcional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade³, incluindo quando considerado o preço dos futuros até ao final do ano de 2023.

Assim, e por prudência, a ERSE optou por não alterar as suas estimativas do consumo dos centros eletroprodutores para o ano de 2023, mantendo-se o nível de consumos no ano gás 2023-2024.

A.1.2. PREVISÕES DO CONSUMO DE GÁS DOS GRANDES CLIENTES AP

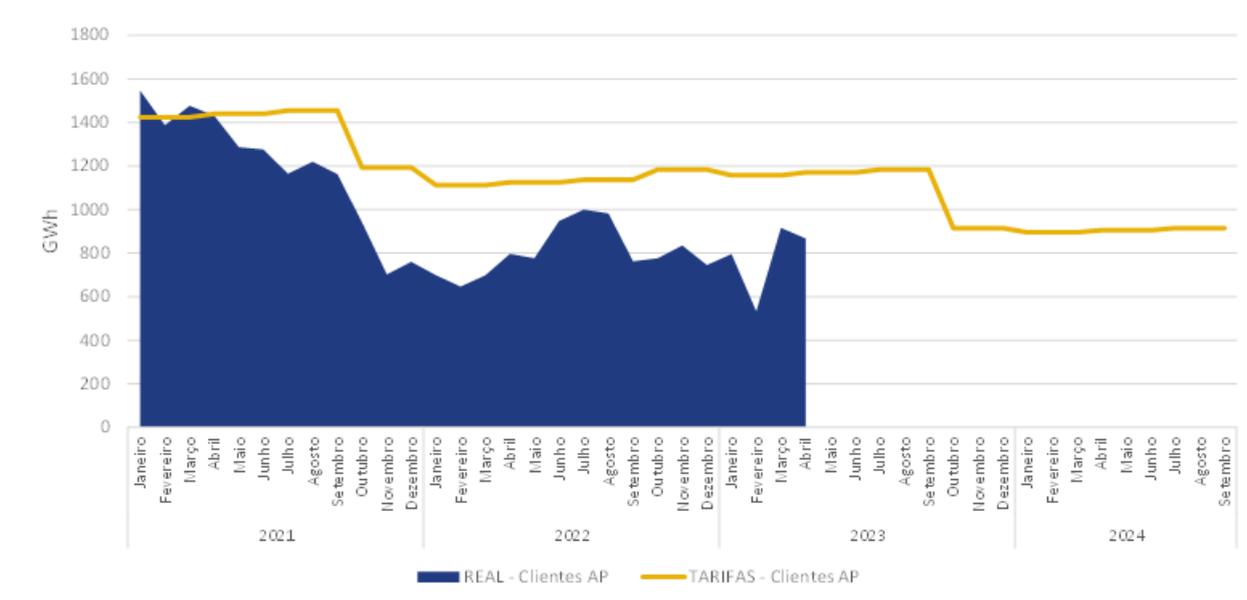
Face ao contexto atual de elevada volatilidade dos preços de gás, a ERSE compreende a preocupação do CT sobre o nível de consumo de gás dos grandes clientes em alta pressão, estimado para o ano gás 2023-2024, poder ser conservador.

De acordo com os mais recentes dados reais de consumo de gás no segmento de grandes clientes em AP, o consumo de gás no primeiro quadrimestre de 2023 (3,1 TWh) ficou ligeiramente acima dos valores observados no mesmo período de 2022 (2,8 TWh) e foi significativamente inferior ao verificado nos meses homólogos de 2021 (5,8 TWh).

Adicionalmente, verifica-se, através da análise da Figura 2, que o consumo deste segmento de clientes estimado pela ERSE para o período homólogo dos anos de 2023 e 2024, implícito nas tarifas de gás de 2023-2024, está acima do verificado nos primeiros quatro meses do ano.

³ Decreto-lei n.º 33/2022, de 14 de maio, na redação conferida pelo Decreto-Lei n.º 21-B/2023, de 30 de março.

Figura 2 - Evolução do consumo dos clientes em alta pressão



Fonte: ERSE, REN

Neste sentido, tal como para os centros electroprodutores e por prudência, a ERSE optou por não alterar as suas previsões do consumo dos grandes clientes em Alta Pressão para o ano gás 2023-2024.

B. TARIFAS E PROVEITOS PERMITIDOS NO ANO GÁS 2023-2024 POR ATIVIDADE

B.1. PROVEITOS PERMITIDOS E DESVIOS TARIFÁRIOS DE 2021 E DE 2022

A ERSE acolhe as preocupações do CT face à pressão tarifária que as decisões da ERSE possam ter em tarifas 2024-2025.

A ERSE na definição anual das tarifas pondera as suas decisões tendo em conta não só o momento atual, como também o futuro. No entanto, e uma vez que as tarifas, com exceção da componente dos ajustamentos s-2, resultam de estimativas e previsões, as quais no atual contexto económico são difíceis de efetuar, a ERSE optou por privilegiar a estabilidade tarifária, procurando que as tarifas de Acesso às Redes não apresentassem um crescimento maior, que decorreria da consideração de estimativas ainda não concretizadas.

B.2. PROVEITOS PERMITIDOS E TARIFAS DO ACESSO ÀS REDES

B.2.1. a B.2.4. ATIVIDADES das INFRAESTRUTURAS em ALTA PRESSÃO

Nas atividades das infraestruturas em alta pressão (Receção, Armazenagem e Regaseificação, Armazenamento Subterrâneo, Transporte e Uso Global do Sistema), como nas restantes atividades, a aceitação dos investimentos para efeitos tarifários deve ter em atenção, por um lado, o quadro legal, e por

outro, as mudanças estruturais esperadas no setor do gás resultantes do processo de transição energética em curso. Neste contexto, importa assegurar que os investimentos realizados não ponham em causa a sustentabilidade económica das infraestruturas do SNG, nem a estabilidade tarifária.

Deste modo, apesar da ERSE entender as preocupações do CT sobre o não reconhecimento, parcial ou total, de valores de investimentos entrados em exploração ou previstos entrarem em exploração, a sua consideração para efeitos tarifários deve ter em conta se estes foram aprovados pelo Concedente, em sede de PDIR-G ou através de procedimentos autónomos, ou, caso não tenham sido aprovados, se estes investimentos são urgentes e relevantes para assegurar a segurança de abastecimento e as demais obrigações dos operadores. Foi neste sentido que a ERSE considerou condicionalmente à recolha e análise de mais informação, nos proveitos permitidos destas atividades, 50% dos investimentos entrados em exploração em 2021, que não tendo sido aprovados, possam ser relevantes para assegurar a segurança de abastecimento e as demais obrigações inerentes ao serviço público destas atividades.

Adicionalmente, são igualmente considerados, por prudência e sujeitos à obtenção de mais informação, 50% dos investimentos previstos e estimados após 2022, que excedem os montantes inscritos no PDIR-GN 2017 ou que não tenham sido aprovados de todo.

B.2.2. ATIVIDADES

B.2.5. ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

No que se refere à preocupação do CT sobre o não reconhecimento de investimentos, refira-se que na atividade de distribuição, aplica-se o mesmo racional das atividades das infraestruturas em alta pressão, ou seja, a aceitação dos investimentos para efeitos tarifários deve ter em atenção as mudanças estruturais esperadas no setor do gás resultantes do processo de transição energética em curso.

Os investimentos a considerar pela ERSE para efeitos tarifários devem ter em conta os montantes aprovados pelo Concedente, em sede de PDIRD-G ou através de procedimentos autónomos, mas também aqueles investimentos que, não obstante poderem não estar aprovados, se considerem comprovadamente urgentes e relevantes para garantir a segurança de abastecimento e as demais obrigações de serviço público dos operadores das redes de distribuição. Foi neste sentido que a ERSE aplicou a esta atividade procedimentos semelhantes aos aplicadas nas atividades em alta pressão, considerando condicionalmente à recolha e análise de mais informação, nos proveitos permitidos da atividade de distribuição, 50% dos investimentos entrados em exploração em 2021, que se encontravam fora dos montantes aprovados, e 50% dos investimentos previstos e estimados após 2022, que excedem os montantes inscritos no PDIRD-G 2018 ou que não tenham sido aprovados de todo.

No que se refere à preocupação do CT sobre a não consideração dos ajustamentos provisórios, situação que já ocorreu em anos anteriores, refira-se que esta resulta da necessidade de garantir uma maior estabilidade tarifária, tendo em conta que esses ajustamentos representam montantes elevados a devolver às empresas. Acresce ainda o facto de os valores em que assentam os ajustamentos de s-1 serem 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.

A ERSE toma boa nota da preocupação do CT no que respeita à preparação e validação da informação que suporta a definição de tarifas.

A publicação dos documentos decorrentes do processo tarifário tem como objetivo partilhar, entre outros temas, os valores que justificam os proveitos permitidos das empresas reguladas. Assim, é possível às empresas validarem a informação utilizada e inclusive em sede de consulta da proposta tarifária apresentar as suas dúvidas e questões nos comentários a essa proposta, antes da publicação dos valores finais.

Neste contexto, importa salientar que o processo tarifário foi desenvolvido no compromisso de total transparência, por forma a assegurar que todos os agentes possam ter atempadamente conhecimento dos fatores que suportam as tarifas.

Desta forma, as situações identificadas e que resultaram na regularização mencionada teriam sido dirimidas aquando da publicação das tarifas a que dizem respeito, caso a ERSE tivesse sido atempadamente alertada pelas empresas em causa. Não obstante, a ERSE procurará reforçar os cuidados no desenvolvimento das diferentes fases do processo tarifário, solicitando o mesmo empenho a todos os agentes envolvidos.

B.2.6. ATIVIDADE DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A ERSE compreende e partilha algumas das preocupações manifestadas pelo CT relativamente ao facto de até à elaboração da proposta de tarifas de gás para 2023-2024 a ADENE não ter apresentado o Relatório e Contas Estatutárias de 2021.

A ERSE em vários momentos contactou a ADENE sobre este tema, através de carta, por correio eletrónico, e através da realização de reuniões, tendo a ADENE fundamentado o atraso na entrega do Relatório e Contas de 2021 com a ocorrência de algumas circunstâncias extraordinárias que obrigaram, inclusive, a entidade a solicitar ao Tribunal de Contas o adiamento para apresentação das contas estatutárias referentes ao ano civil de 2021.

Entretanto a ADENE remeteu à ERSE, em 17 de maio de 2023, o documento “Relatório de Atividades e Contas U-OLMC 2021”, do qual constam as contas estatutárias e contas reguladas, assinado pelos

contabilistas certificados e pela Direção Executiva do OLMC. A ADENE esclareceu, também, que o relatório de auditoria das contas reguladas se encontra em preparação final pelo Revisor Oficial de Contas do OLMC. Apesar das circunstâncias anómalas, a metodologia de regulação aplicada pela ERSE ao OLMC do setor do gás, um *revenue cap* aplicado ao TOTEX, deve garantir que não ocorram grandes variações ao nível dos ajustamentos do ano de 2021 no caso de haver necessidade de correção aos proveitos, uma vez que estas correções dependem apenas do nível de faturação do OLMC, ocorrido em 2021.

B.3. PROVEITOS PERMITIDOS E TARIFAS DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

B.3.1. PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

A ERSE, após ter analisado a informação complementar recebida sobre os custos das infraestruturas, que se encontravam em avaliação aquando da publicação da proposta tarifária, considerou o valor reportado pelo Comercializador do SNG.

B.3.2. CUSTO DE AQUISIÇÃO DO GÁS NATURAL E TARIFA DE ENERGIA

Os custos de aquisição de gás natural têm subjacente, como refere o CT, a estimativa para o preço do único contrato de aprovisionamento de longo prazo celebrado em regime de *take-or-pay*, que ainda estará em vigor durante o ano gás 2023-2024. O custo do gás natural neste contrato está indexado à cotação ao preço do petróleo ou aos seus derivados, com um desfasamento até seis meses. Assim, nas previsões do custo de gás natural são consideradas as cotações do petróleo ocorridas nos últimos seis meses e as cotações dos futuros desta *commodity* para os próximos meses.

Adicionalmente, não sendo previstas aquisições por parte do CURg em mercados organizados ou através de contratos bilaterais, possibilidade que decorre da legislação⁴ e da regulamentação em vigor, as cotações verificadas e previstas em outros mercados de referência não são tidas em consideração no custo previsto de aquisição de gás natural. Assim, admite-se que na situação atual, em que se assiste, ainda, a uma elevada volatilidade do preço da componente de energia, a evolução do preço de energia possa apresentar diferenças entre o mercado regulado e o mercado livre. Refira-se, ainda, que a ERSE irá continuar a acompanhar a evolução dos preços do gás, nomeadamente através do mecanismo trimestral de monitorização da adequação da tarifa de energia, e a aplicá-lo nos termos definidos regulamentarmente.

⁴ Em especial o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece no seu Artigo 63.º que o comercializador de último recurso grossista adquire gás para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas, proveniente do comercializador do SNG, de mercados organizados ou de leilões e que, para este fim, assegure, em qualquer caso, que o preço seja o mais baixo de entre os praticados na data da aquisição.

A ERSE sublinha ainda a importância de se continuar a construir um mercado liberalizado de gás, que proporcione aos clientes as vantagens de um mercado concorrencial em termos de preços e de qualidade. Não obstante a possibilidade temporária de regresso ao mercado regulado e a estabilidade de preço que a tarifa transitória tem proporcionado, continua-se a verificar que a maioria dos consumos e dos clientes estão no mercado liberalizado. Com base nos dados de março de 2023 ⁵, 72,8% dos clientes e 96,1% do consumo em Portugal Continental ocorre no mercado liberalizado.

Em particular, a possibilidade temporária de regresso ao CUR, em vigor desde setembro de 2022, e aplicável aos clientes em BP<, teve um efeito moderado na redução de clientes no mercado livre.. Comparativamente com o mês anterior à alteração legislativa, o número de clientes em BP< no mercado livre passou de 1 331 mil clientes em agosto de 2022 para 1 133 mil clientes em março de 2023. Esta alteração tem pouca expressão em termos de consumo (e de faturação), uma vez que o total de consumo em BP< representa aproximadamente 12% do consumo nacional ⁶.

B.3.3. MECANISMO DE ADEQUAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA

O mecanismo de adequação da tarifa de Energia no setor do gás, aprovado através do Regulamento Tarifário n.º 455/2020, de 8 de maio, tem sido aplicado nos termos regulamentares, considerando os parâmetros publicados anualmente na decisão tarifária. Desde 2020 que a ERSE tem mantido os parâmetros deste mecanismo constantes ⁷.

Considerando a informação dos três anos gás completos em que vigorou o mecanismo de adequação da tarifa de Energia, apresentam-se os desvios tarifários da tarifa de Energia na figura seguinte. Para cada ano é apresentado o desvio tarifário ⁸ caso não tivesse ocorrido qualquer atualização (sem mecanismo), bem como o desvio tarifário resultante das atualizações trimestrais (com mecanismo) que ocorreram nesse período ⁹.

⁵ Ver edição de março de 2023 do [Boletim do Mercado Liberalizado de Gás Natural](#), da ERSE.

⁶ Excluindo o consumo dos centros eletroprodutores.

⁷ A atualização da tarifa de Energia deve ocorrer sempre que o desvio em valor absoluto seja igual ou superior a 4 EUR/MWh, caso em que a tarifa de Energia deve ser revista num valor de 2 EUR/MWh, no mesmo sentido do desvio.

⁸ Um desvio tarifário positivo (negativo) significa que o custo de aprovisionamento do CURG previsto na decisão de tarifas foi superior (inferior) ao custo real de aprovisionamento do CURG.

⁹ No ano gás 2020-2021, não ocorreu qualquer atualização trimestral. No ano gás 2021-2022, ocorreram duas atualizações trimestrais, com aumentos a vigorar a partir de 1 de abril e 1 de julho de 2022. No ano gás 2022-2023, ocorreu uma atualização trimestral, com um aumento a vigorar a partir de 1 de janeiro 2023.

Figura 3 – Desvios tarifários da tarifa de Energia e efeito das atualizações trimestrais



Nota: O desvio tarifário sem mecanismo determina o diferencial entre o custo de aprovisionamento do CURG previsto na decisão de tarifas e o custo real de aprovisionamento do CURG. O desvio tarifário com mecanismo reflete o contributo que as eventuais atualizações trimestrais tiveram para o desvio tarifário. Os desvios tarifários em 2022-2023 são uma estimativa.

Fonte: ERSE

Constata-se assim que, sem mecanismo teriam resultado desvios tarifários de maior magnitude, pelo que o mecanismo de adequação da tarifa de Energia contribuiu para uma redução do desvio tarifário. Verifica-se, também, que o maior desvio tarifário ocorreu no ano gás 2021-2022, coincidindo com o início da invasão da Ucrânia pela Rússia, o que resultou em aumentos significativos do preço do gás nos mercados internacionais.

Conclui-se daqui que o mecanismo de adequação tem atuado nas situações de maior desvio tarifário, mas que naturalmente não foi desenhado para mitigar desvios tarifários num contexto de preços extremos. Para isso ser possível, o próprio mecanismo teria que admitir variações tarifárias extremas, o que se considera desadequado para um processo que não envolve a emissão de um parecer por parte do CT. Considera-se que estas situações extremas devem ser corrigidas mediante a adoção de processos de revisão extraordinária de tarifas de forma complementar ao mecanismo de adequação da tarifa de Energia.

B.4. PROVEITOS PERMITIDOS E TARIFAS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

B.4.1. PROVEITOS PERMITIDOS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO GROSSISTA

Tal como referido no documento com a proposta de proveitos para 2023-2024, de acordo com o artigo 121º do Regulamento Tarifário em vigor, os proveitos da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos Comercializadores de último recurso do comercializador de último recurso grossista (CURG), para o ano *s*, resultam da soma das seguintes funções:

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

- Função de Compra e Venda de gás natural em mercados organizados ou através de contratos bilaterais.
- Função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono.

Adicionalmente, nesse documento é explicitamente referido que no ano gás 2023-2024 apenas são calculados os proveitos para a função de Compra e Venda de gás natural, resultantes da aquisição de gás natural, diretamente ou através de leilões, no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo, pois não existem previsões nem informações para as outras funções. Saliente-se ainda que o CURG não informou a ERSE de qualquer circunstância que apontasse para o início dessas funções no próximo ano gás.

Finalmente, a ERSE irá procurar obter toda a informação junto do CURG que lhe permita, no futuro, caracterizar essas novas funções e os custos associados, com vista a assegurar o equilíbrio económico-financeiro desta empresa, num quadro de gestão eficiente.

Não obstante, a ERSE reconhece a pertinência do comentário formulado quanto à necessidade de articulação entre todas as entidades no quadro da implementação do mecanismo de compra centralizada de biometano e hidrogénio. Neste sentido, a ERSE não deixará de proceder à articulação que seja requerida, de modo a assegurar a sua eficácia para os fins pretendidos, incluindo no que aos impactes no SNG diz respeito. A este propósito, cabe mencionar que, no recente processo de aprovação do Manual de Procedimentos da Entidade Emissora de Garantias de Origem, tal já foi incorporado por via da mecânica que prevê o resgate de garantias de origem relativas aos gases adquiridos em tal mecanismo.

Relativamente aos ajustamentos de s-1, tal como referido anteriormente, a decisão da ERSE de não considerar estes ajustamentos nas várias atividades 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.

B.4.2. PROVEITOS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

A ERSE partilha a preocupação do CT relativa à incerteza quanto à evolução do contexto da atividade de comercializador de último recurso retalhista (CURR). Esta incerteza decorre em grande parte do quadro legal que não expressa uma evolução clara para a atividade, como é patente quando se considera, por um lado, a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, que estabelece a extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de gás a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m³, a 31 de dezembro de 2025, e, por outro lado, o Decreto-Lei n.º 57-B/2022, de 6 de setembro, que estabelece um

regime excecional e temporário que permite aos clientes finais de gás com consumos anuais inferiores ou iguais a 10.000 m³ regressar ao mercado. Neste contexto, a monitorização da atividade dos CURR é, tal como para o CT, de grande importância para a ERSE, com vista a assegurar o equilíbrio económico financeiro dessa atividade, num contexto de gestão eficiente.

A ERSE não pode deixar de assegurar que o seu quadro regulamentar também contribua para esse desiderato. Este objetivo será tido em conta na aplicação da proposta de reformulação do regulamento tarifário do setor do gás que foi levada a consulta pública (CP n.º 114), que dispõe que uma parte dos custos da atividade de operação logística de mudança de comercializador seja recuperada através de um preço regulado aplicado aos comercializadores cessionários e que a restante parte seja recuperada através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. Neste sentido, a ERSE reconhecerá em sede de ajustamento os gastos associados à parcela de custos que resultam da aplicação de um preço pelo OLMCA, como montantes a repercutir nas tarifas não sujeitos a metas de eficiência.

No que respeita ao comentário do CT relativo à simplificação do cálculo dos proveitos permitidos dos CURR, a ERSE acolhe o comentário, designadamente, através da eliminação da diferenciação dos proveitos permitidos do CURR por nível de pressão. Esta simplificação ao nível dos proveitos permitidos é também efetuada ao nível das tarifas, dado o carácter supletivo dos fornecimentos do CUR nos fornecimentos acima de 10 000 m³, passando a ser publicada uma tarifa de comercialização única, aplicável também nas situações de fornecimento supletivo.

Esta alteração ao nível dos proveitos permitidos do CURR e da tarifa de comercialização está também plasmada na reformulação do Regulamento Tarifário.

B.4.3. TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

Tal como referido no ponto anterior, a ERSE partilha a preocupação do CT de monitorizar a situação económica e financeira da atividade dos CURR, pelo que irá manter e reforçar os procedimentos de supervisão da mesma.

Adicionalmente, no que se refere às preocupações do CT com as bases dos custos sujeitos a metas de eficiência definidas para o próximo período de regulação, a ERSE enfatiza que na definição desses parâmetros já teve em conta os diversos fatores referidos pelo CT, tal como pode ser constatado no capítulo 4 do documento “Proposta de Parâmetros de Regulação para o período de 2024 a 2027”. Salienta-se que a definição desses parâmetros se apoiou:

- nos resultados de uma análise econométrica, suportada numa amostra com um número relevante de comercializadores e em dados económicos relativos a um intervalo temporal extenso;

- na análise dos dados reportados pelos comercializadores no questionário à atividade de comercialização para a definição dos custos de referência desta atividade;
- na constatação de que os CURR estão integrados em grupos económicos que lhes permite recorrer aos recursos intragrupos, adotando uma estrutura funcional com alguma flexibilidade de resposta ao contexto da atividade.

B.5. TARIFAS

B.5.2. LIMIAR DE CONSUMO E DEMAIS CARACTERÍSTICAS PARA APLICAÇÃO DE TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES OPCIONAIS EM MÉDIA PRESSÃO E EM BAIXA PRESSÃO

A ERSE partilha da preocupação do CT, no que se refere à necessidade 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 média ou baixa pressão.

O facto de em anos gás anteriores o valor da modulação considerada no cálculo deste desconto ser inferior aos valores reais, originava um desconto superior ao obtido caso fosse considerada a modulação real. A proposta tarifária e a decisão final de tarifas consideram os valores de modulação média real dos últimos três anos dos clientes que beneficiam deste desconto, 249 dias, finalizando a progressiva atualização dos valores considerados para a modulação iniciada nas tarifas de gás de 2021-2022, com 195 dias de modulação.

Face à proposta submetida ao CT o desconto sofreu alterações, devido a alteração das tarifas de Acesso às Redes, passando os clientes a beneficiar de um desconto de 0,001950 EUR/kWh no ano gás 2023-2024, superior ao desconto do ano gás 2022-2023, 0,001873 EUR/kWh.

B.5.4. ESCALÕES DE CONSUMO NAS TARIFAS DE USO DAS REDES DE AP, MP E BP>

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

Tal como em pareceres anteriores, o CT reafirma que se devem evitar benefícios de consumidores menos eficientes por força da descontinuidade tarifária dos escalões de consumo, recomendando a adoção de mecanismos que evitem as descontinuidades. Em linha com a recomendação do CT, o objetivo da ERSE

continuará a ser o de reduzir as discontinuidades entre escalões de consumo e as diferenças entre consumidores com consumos semelhantes, mas ligados em níveis de pressão diferentes.

Com base no estudo apresentado no documento “Estrutura tarifária no ano gás 2023-2024” conclui-se que as tarifas de Acesso às Redes aprovadas para o ano gás 2023-2024, permitem reduzir o número total de consumidores que beneficiariam de uma redução da tarifa de Acesso às Redes caso estivessem ligados em nível de pressão diferente ou se estivessem no escalão superior de consumo, de 37 para 27 consumidores.

De salientar que o número de consumidores de BP na fronteira de 1 000 000 m³/ano com benefício económico estimado, representava cerca de 28% da amostra no ano gás anterior (17 em 60). No ano gás 2023-2024 o número de consumidores de BP na fronteira de 1 000 000 m³/ano com benefício económico estimado, representa cerca de 20% da amostra (12 em 60). Verifica-se, assim, um decréscimo do número de consumidores com benefício económico, assim como um decréscimo no benefício médio por consumidor.

B.5.5 - EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

A ERSE partilha das preocupações do CT relativamente ao nível das tarifas de Acesso às Redes. No entanto, importa lembrar que nos anos gás anteriores, os mais recentes, o nível das tarifas era excecionalmente baixo, em virtude, entre outros, dos prémios dos leilões de atribuição de capacidade ocorridos, que originaram receitas que permitiram reduzir o nível de proveitos a recuperar pelas tarifas de Acesso às Redes. Importa reconhecer que esta redução das tarifas de acesso às redes foi particularmente importante num contexto de preços de gás natural elevados.

Assim, o acréscimo das tarifas de Acesso às Redes no ano gás 2023-2024 visa uma reposição do nível tarifário, decorrendo de um nível tarifário anormalmente baixo das tarifas de Acesso às Redes no ano gás 2022-2023, após uma tendência de redução desde o ano gás 2017-2018 (no caso dos clientes de AP, MP e BP>), não chegando a atingir o nível tarifário observado nesse ano gás.

Adicionalmente, importa referir que este acréscimo de cerca de 1 EUR/MWh, para os clientes de AP e MP, e de 2 EUR/MWh, para os clientes de BP, será mais que compensado pela redução da componente de energia, cuja redução significativa que se está a observar no mercado grossista se espera ver refletida nos consumidores.

D. TARIFA SOCIAL

A REN propõe uma interpretação divergente da ERSE, relativamente à legislação¹⁰ que enquadra a metodologia de repartição de quantidades para cálculo dos custos com tarifa social a suportar por cada uma das entidades, na medida em que alega que *«deveriam apenas ser consideradas no cálculo de apuramento dos custos da tarifa social as quantidades comercializadas por cada rede (entregues para fornecimento e por isso para consumos finais), ou seja, no caso do transporte em AP os volumes relativos a clientes ligados em AP e a centros electroprodutores»*. Nesta interpretação, com a qual o CT concorda, os operadores de rede e comercializadores do setor do gás deveriam contribuir na proporção das quantidades entregues a clientes finais. A título exemplificativo, aplicando a interpretação da REN, no Quadro 1 são apresentadas as quantidades de gás discriminadas entre o ORT, o ORD e o conjunto dos comercializadores (Mercado Regulado e Mercado Livre), assim como as respetivas percentagens no consumo total, para os anos de 2018 a 2020.

Resulta então que, com base nesta interpretação, a repartição de quantidades para cálculo dos custos com tarifa social a suportar por cada uma das entidades, em termos médios para os três anos, seria: (i) REN contribuiria com 31%, (ii) conjunto dos ORD contribuiria com 19% e (iii) conjunto dos comercializadores contribuiria com 50%.

Quadro 1 – Proposta da REN de alocação de quantidades para apuramento dos custos da tarifa social¹¹

	MWh	MWh	MWh	%	%	%
Proposta REN	2018	2019	2020	2018	2019	2020
ORT	37 969 002	40 946 188	40 960 359	30%	31%	31%
ORD	25 857 236	25 868 116	24 705 969	20%	19%	19%
COM	63 826 237	66 814 304	65 666 329	50%	50%	50%
Total	127 652 475	133 628 608	131 332 657	100%	100%	100%

Fonte: ERSE

Como justificado pela ERSE no “Documento de Proveitos e ajustamentos para o ano gás 2023-2024 das empresas reguladas do setor do gás” a sua interpretação, assim como a clarificação no Parecer n.º 6/2018 do Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República de 2018, sobre o critério de repartição, tem

¹⁰ Artigo 209.º da Lei do Orçamento do Estado para 2018 e respetivo Parecer do Conselho Consultivo da Procuradoria-Geral da República.

¹¹ As quantidades do ORT resultam da soma das entregas aos centros electroprodutores e clientes em AP, as quantidades dos ORD correspondem às entregas dos ORD e as quantidades dos Comercializadores correspondem à soma das quantidades dos comercializadores no Mercado Regulado e no Mercado Livre.

assento no volume de gás veiculado e entregue pelos operadores de rede. Neste âmbito, a ERSE sempre incluiu nos volumes imputáveis ao ORT para efeitos do financiamento da tarifa social, quer as entregas a clientes finais, quer as entregas aos ORD, quer as entregas no armazenamento subterrâneo, quer as entregas no VIP, na medida em que estas entregas fazem parte integrante da sua atividade. Adicionalmente, tal critério, nunca foi questionado anteriormente pela REN, aquando da publicação da legislação e da sua clarificação, uma vez que tal gás é veiculado e entregue. A interpretação da ERSE, reforçada pelo Parecer n.º 6/2018, não só afasta a aceção de comercialização no sentido estrito de compra e a venda de gás para comercialização a clientes finais ou outros agentes, por forma a abranger toda a veiculação, como na prática faz equivaler os conceitos de “volume das entregas/fornecimento”.

Novamente, a título exemplificativo, no Quadro 2 são apresentadas as quantidades de gás discriminadas entre o ORT, ORD e conjunto dos comercializadores (Mercado Regulado e Mercado Livre), assim como as respetivas percentagens no consumo total, para os anos de 2018 a 2020, aplicando a interpretação que a ERSE sempre seguiu no apuramento de quantidades para o cálculo dos custos com a tarifa social. Com base nesta interpretação, e em termos médios para os três anos, a REN contribuiria com 44%, o conjunto dos ORD contribuiria com 16% e o conjunto dos comercializadores contribuiria com 40%.

Quadro 2 – Alocação de quantidades da ERSE para apuramento dos custos da tarifa social

	MWh	MWh	MWh	%	%	%
ERSE	2018	2019	2020	2018	2019	2020
ORT	66 519 714	75 251 230	68 769 166	44%	46%	43%
ORD	25 857 236	25 868 116	24 705 969	17%	16%	16%
COM	60 435 666	63 419 722	64 944 349	40%	39%	41%
Total	152 812 616	164 539 068	158 419 484	100%	100%	100%

Fonte: ERSE

Como se verifica no Quadro 3, a proposta da REN de reinterpretção da legislação que enquadra as regras de repartição de quantidades para cálculo dos custos com tarifa social a suportar por cada uma das entidades, tem consequências substanciais em benefício da REN (redução média do financiamento de 14 p.p.) e em prejuízo, maioritariamente, dos comercializadores (aumento médio de 10 p.p.).

Quadro 3 – Diferenças entre REN e ERSE na alocação de quantidades para apuramento dos custos da tarifa social

REN/ERSE	%	%	%
	2018	2019	2020
ORT	-14%	-15%	-12%
ORD	3%	4%	3%
COM	10%	11%	9%
Total	0%	0%	0%

Fonte: ERSE

A ERSE concorda com a perspetiva do CT de que, para que haja uma alteração das regras atuais de financiamento da tarifa social, é necessária uma “revisão do modelo de financiamento da tarifa social da eletricidade e do gás” por parte do Governo.

Assim sendo, e até que haja uma alteração factual ou normativa sobre esta matéria, a ERSE não vê qualquer base legal que sustente a proposta da REN de alteração da atual interpretação da metodologia de financiamento da tarifa social aplicada pela ERSE, que, como foi apresentado, tem impactes significativos nos restantes agentes do setor do gás.

Refira-se, ainda, que a ERSE, no âmbito das suas competências e atribuições, vem acompanhando a revisão legislativa do modelo de financiamento da tarifa social, pugnando por uma solução conforme com o quadro legal europeu e nacional. De todo o modo, sendo uma matéria em que a ERSE cumpre com o quadro legal definido, até se efetivar a alteração legal, a ERSE cumpre com o regime estabelecido.

III – PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2024-2027

A. PARÂMETROS PARA O NOVO PERÍODO DE REGULAÇÃO

A ERSE toma boa nota dos comentários 6 e 7 do CT sobre a consideração de dois anos atípicos, 2020 e 2021, com elevada volatilidade na proposta de fixação de parâmetros para o próximo período de regulação, correspondendo estes, na prática aos parâmetros necessários para a definição das bases de custos dos proveitos permitidos que recuperam o OPEX¹², sujeitas a metas de eficiência. No entanto, apesar de entender as preocupações do CT, a ERSE não acolhe os argumentos apresentados relativamente à caracterização da especificidade dos anos de 2020 e 2021 e da trajetória económica até 2027, por vários motivos que de seguida aduz.

¹² Gastos de exploração, do inglês *Operational Expenditure*

No caso particular do processo da fixação da base de custos do OPEX para o período de regulação 2024-2027, a ERSE manteve o procedimento seguido em períodos de regulação anteriores de recorrer aos dados económicos e financeiros efetivos (reais) e auditados. Desta forma, os anos de 2020 e de 2021 correspondem aos dois últimos anos com informação económica e financeira auditada que foi reportada à ERSE pelas empresas reguladas. Tal como referido, é prática da ERSE considerar como referência para a definição da base de custos do OPEX sujeita a metas de eficiência, os últimos anos com contas auditadas reais, tanto por refletir a realidade económica e financeira recente das empresas, como pela dificuldade em recorrer, em alternativa, às previsões das empresas que tendem a sobrestimar os custos previstos para as atividades reguladas.

Seguindo os comentários do CT, os custos das empresas reguladas terão sido mais baixos em 2020 e em 2021 porque Portugal se encontrava numa fase atípica da economia. A ser verdade, tal implicaria, igualmente, que as empresas beneficiaram nesses anos dessa situação, porque os proveitos foram definidos no pressuposto de anos normais. Refira-se que na maior parte das atividades verificou-se uma diferença significativa e positiva entre os proveitos permitidos e os custos reais das empresas, o que justificou uma partilha de ganhos que considera 75% dos custos reais e 25% dos subjacentes aos proveitos permitidos, de modo a permitir a devolução de parte desses ganhos aos consumidores do SNG.

No entanto, estas diferenças não terão decorrido da evolução da atividade, nem do contexto macroeconómico, mas sim do desempenho económico das empresas, visto que nas atividades reguladas do SNG, com a exceção das associadas à comercialização, os custos fixos têm um peso importante, como de resto refere o próprio CT por diversas vezes no seu parecer, ao defender um aumento do peso da componente fixa da base de custos das atividades sujeitas a metas de eficiência.

Também não é por demais recordar que as metodologias de regulação aplicadas aos custos de exploração permitem que os proveitos permitidos evoluam diretamente durante o período de regulação com a inflação e, indiretamente, com o nível de atividade.

A.1. PARÂMETROS ASSOCIADOS AO OPEX

A.1.1. Definição da base de custos para 2024

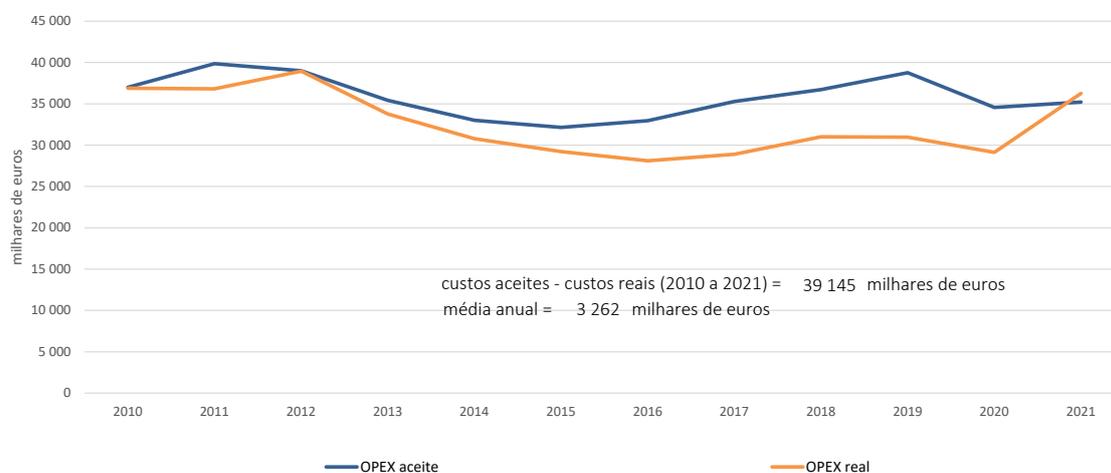
O CT considera que a metodologia seguida pela ERSE para definição da base de custos para 2024 penaliza os operadores que tenham apresentado um nível de custos inferiores aos permitidos. Em particular, o CT critica a aplicação de metas de eficiência até 2024 aos valores dos anos de 2020 e 2021 que servirão de referência para a base de custos do novo período de regulação. Para a fixação das bases de custo para 2024 das atividades reguladas, a ERSE aplicou uma metodologia de cálculo semelhante à utilizada em

períodos de regulação anteriores, fazendo evoluir para 2024, a média dos custos reais e aceites, dos últimos dois anos com contas fechadas e auditadas (2020 e 2021), com uma partilha de ganhos de desempenho com os consumidores, através de uma ponderação de 75% dos custos aceite e 25% dos custos reais, em função do IPIB, deduzido do fator de eficiência aplicado no período de regulação em curso a cada atividade. Esta metodologia que visa transpor a evolução teórica pretendida do nível eficiente de custos para o novo período de regulação está implícita no RT, uma vez que não se aplica aos custos do primeiro ano do novo período de regulação a meta de eficiência fixada para esse período. A diferença de procedimento relativamente ao período de regulação anterior esteve apenas na ponderação aplicada para a partilha de ganhos entre empresas e consumidores, correspondente a 75% para os custos reais e de 25% para os custos aceites, na generalidade das atividades¹³. No caso das atividades de alta pressão (AP) esta ponderação pretendeu aproximar os custos reais e os proveitos permitidos face ao elevado diferencial registado no passado, em que se verificou que os proveitos permitidos têm sido sistematicamente superiores aos custos das empresas, gerando ganhos substanciais para estas, com exceção do ocorrido nos últimos dois anos (2020 e 2021) na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, em que os custos reais foram ligeiramente superiores aos proveitos permitidos. Com a aplicação desta metodologia resultou que a base de custos para 2024 é superior aos custos verificados em 2021 nas atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Armazenamento Subterrâneo e ligeiramente inferior na atividade de Transporte de gás. Uma análise à evolução dos custos reais e aceites com OPEX¹⁴ das atividades de AP, evidenciada na figura abaixo, permite verificar que nos últimos anos essas atividades reguladas apresentaram em termos globais ganhos consideráveis.

¹³ Com a exclusão da atividade de comercialização, na qual se manteve a partilha de ganhos em 50% para empresas e 50% para os consumidores, à exceção da Sonorgás onde se aplicou a partilha de 75% dos gastos reais e 25% dos gastos aceites dado se ter verificado uma necessidade de calibração da base de custos do período de regulação atualmente a decorrer face ao grande desnível entre os proveitos permitidos e os custos reais da empresa.

¹⁴ Gastos de exploração, do inglês *Operational Expenditure*.

Figura 4 - OPEX real e aceite (incluindo custos de eletricidade e de transporte de gás por rodovia) nas atividades de alta pressão 2010-2021 (preços constantes 2022)



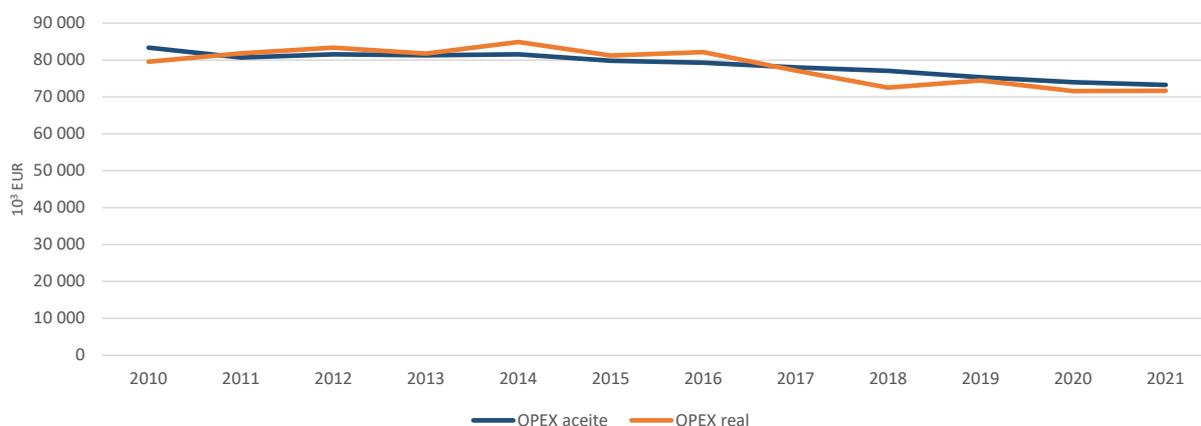
Nota: não inclui a atividade de GTGS

Fonte: ERSE, REN

A aplicação desta metodologia por incentivos resultou em ganhos, quer para as empresas (cerca de 3,3 milhões de euros ao ano entre 2010 e 2021, a preços constantes de 2022, nas atividades de AP), quer para os consumidores, uma vez que a redução dos proveitos permitidos anuais das empresas foi de cerca de 0,5% ao ano, entre 2010 e 2021, associada ao mecanismo de partilha de ganhos que permite que parte dos ganhos obtidos pelas empresas seja partilhado com os consumidores. Esta redução ocorreu ao longo deste período apesar do crescimento da atividade.

No que respeita à atividade de distribuição de gás na figura seguinte é possível observar que as empresas têm conseguido responder positivamente às metas de eficiência definidas pela ERSE, sendo o nível de custos aceites muito em linha com o dos custos reais. A partir de 2016, observa-se inclusive que os custos reais conseguem ser iguais ou inferiores à componente dos proveitos que recupera o OPEX. Neste contexto, a aplicação do rácio 75% de gastos reais e 25% de gastos aceites na definição da base de custos visa, também nesta atividade, uma maior partilha de ganhos obtidos pelas empresas com os consumidores, em prol da sustentabilidade económica do SNG.

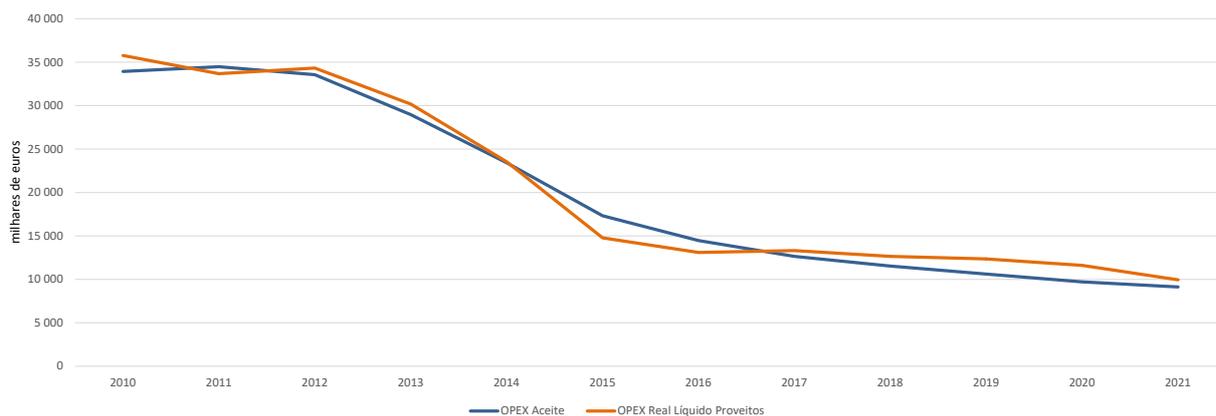
Figura 5 - Custos operacionais reais e aceites na atividade de distribuição 2010-2021 (preços constantes 2022)



Fonte: ERSE, ORD

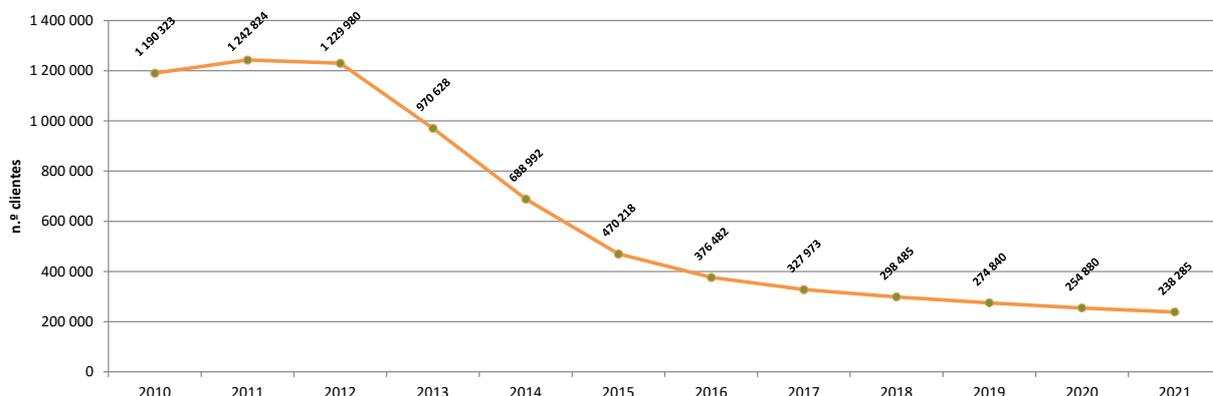
Tal como se poderá constatar nos gráficos seguintes, os custos reais dos CURR têm-se apresentado em linha com o OPEX aceite e ambos os indicadores têm evoluído em linha com a evolução do número de clientes. Neste caso, a partilha entre partes iguais entre empresas e consumidores apresenta-se adequada e equitativa.

Figura 6 - Custos operacionais reais e aceites na atividade de comercialização 2010-2021 (preços constantes 2022)



Fonte: ERSE, CURR

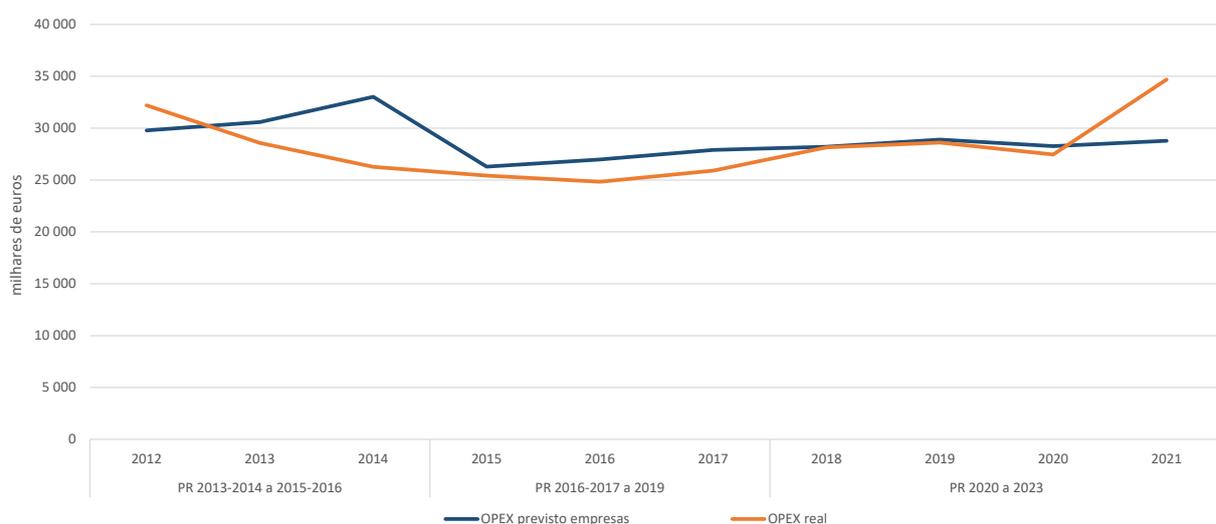
Figura 7 - Evolução do número de clientes na atividade de comercialização 2010-2021



Fonte: ERSE, CURR

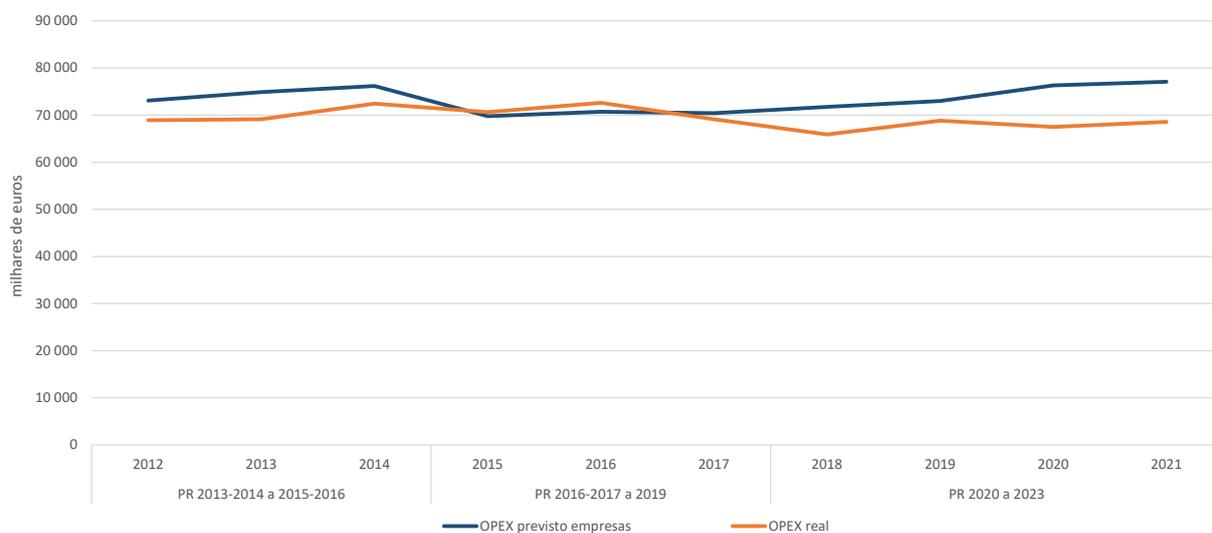
Refira-se, também, que uma análise retrospectiva quer à informação prestada pelas empresas, quer à informação utilizada pela ERSE para a definição das bases de custos, sugere que a abordagem seguida pela ERSE tem sido a adequada, pois, por um lado considera os últimos custos reais das empresas, conhecidos e auditados e, por outro, tem-se verificado que historicamente as previsões das empresas revelam-se superiores aos custos que incorreram nos anos antecedentes o que é normalmente verificado *à posteriori*, quando conhecidos os valores reais.

Figura 8 - Evolução do OPEX previsto pelas empresas e do OPEX real nas atividades de alta pressão 2012-2021 (preços correntes)



Fonte: ERSE, REN

Figura 9 - Evolução do OPEX previsto pelas empresas e do OPEX real na atividade de distribuição 2012-2021
(preços correntes)



Fonte: ERSE, ORD

Outro instrumento utilizado pela ERSE aquando da preparação de cada período de regulação é a análise do desempenho de cada atividade regulada. Este exercício permite aferir até que ponto as empresas obtêm taxas de rentabilidade adequadas e o seu desempenho no cumprimento das metas definidas pelo regulador, análise que é tida em conta na definição das bases de custos do OPEX para cada período de regulação.

Assim, estas circunstâncias justificam na perspetiva da ERSE a manutenção da metodologia de determinação das bases de custos sujeitos a metas de eficiência.

A.1.2. Definição do fator de eficiência

O CT, apesar de concordar com a definição de grupos de eficiência por escalões realizada pela ERSE, considera ser necessário complementar este procedimento com uma análise da sustentabilidade que tenha em conta a especificidade de cada empresa. Complementarmente, o CT recomenda uma revisão dos níveis de eficiência exigidos às empresas operadoras das redes considerando a sua maturidade e a relação com a trajetória do nível de custos, porque a maior maturidade dos ativos aliada à opção de manutenção/remodelação dos ativos em detrimento da realização de novos investimentos impactará num maior nível de custos.

A ERSE partilha da opinião do CT de que é necessário valorizar a trajetória do nível de custos que os incentivos à eficiência traduzem durante o período regulatório. Neste sentido, quando a definição da meta de eficiência é suportada em *benchmarkings* conjugados com métodos paramétricos ou não paramétricos,

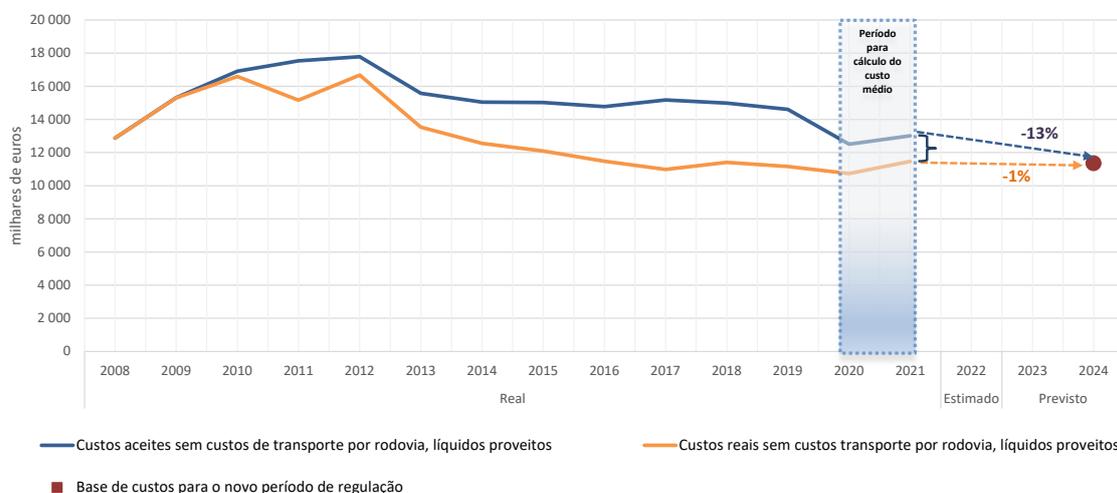
a ERSE complementa esse processo com a avaliação da capacidade das empresas em atingir as metas de eficiência propostas, que é realizada no documento “Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do Setor do Gás”, salvaguardando o equilíbrio económico e financeiro das atividades em causa.

No caso particular da atividade de transporte de gás, recorreu-se a uma análise comparativa das metas de eficiência aplicadas pelas congéneres da ERSE que tenham adotado metodologias de regulação por incentivos¹⁵ e, nos casos em que não havia identificação do valor da meta de eficiência aplicada, recorreu-se à análise dos documentos deliberativos disponibilizados nos respetivos sites de cada regulador nacional. Decorrente deste procedimento foi permitido à ERSE verificar que as metas de eficiência aplicadas pelas suas congéneres europeias variam entre 0% e 3,78%. Assim, para a definição da meta de eficiência associada a esta atividade a ERSE teve em conta:

- a análise de *benchmarking* realizada num contexto ibérico, com uma pequena amostra, que aponta para uma menor eficiência da REN Gasodutos;
- que desde 2010 a REN Gasodutos apresenta custos reais inferiores aos custos aceites permitindo à empresa acumular a rentabilidade associada a este diferencial, o que sinaliza a capacidade da empresa em ultrapassar as metas de eficiência definidas pela ERSE (ver figura seguinte);
- a partilha de ganhos incluída no processo de definição da base de custos, que considera 25% de custos aceites (componentes dos proveitos permitidos que recupera o OPEX), superiores aos proveitos permitidos.

¹⁵ Concretamente à análise dos dados reportados pelos Reguladores Europeus ao CEER para efeitos do relatório anual “Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks”.

Figura 10 - Evolução dos gastos da atividade de Transporte de gás sem gastos de transporte de GNL por rodovia (preços correntes)



Fonte: ERSE – gastos aceites e REN – gastos reais

Decorrente do exposto, a ERSE optou por propor para o período de regulação de 2024 a 2027 a manutenção da meta de eficiência do atual período de regulação. No entanto, ponderadas as preocupações manifestadas pelo CT, o nível de exigência que subentende a partilha de ganhos proposta pela ERSE e o contexto económico observado nos últimos anos, a ERSE decide rever em baixa a meta de eficiência da atividade de transporte de 3% para 2% (meio ponto percentual acima da eficiência decorrente do progresso tecnológico apurado para as infraestruturas). No caso da atividade da Gestão Global do Sistema, após ter ponderado os mesmos fatores, acrescidos das especificidades desta atividade, reviu-se em baixa a meta de eficiência de 3% para 1,5%.

No que concerne à atividade de distribuição de gás, a ERSE realça que no processo de definição das metas de eficiência foi mantido o procedimento de aplicação de uma metodologia paramétrica e uma metodologia não paramétrica a uma amostra constituída pelos operadores nacionais da atividade de distribuição, tal como poderá ser constatado no quadro 3-15 do documento “Parâmetros de Regulação para o período de 2024 a 2024”. Estes dados suportaram o procedimento adotado para a definição das metas de eficiência, em particular, a definição de escalões de eficiência (ver quadro 3.19 do referido documento de parâmetros), tendo a adequabilidade deste procedimento sido reconhecida pelo CT. Complementarmente, este ano foi possível incluir, no processo de análise da performance da atividade de distribuição, a realização de uma análise de *benchmarking* suplementar suportada numa amostra Ibérica. Esta análise inovadora permitiu avaliar o posicionamento relativo dos operadores nacionais comparativamente aos seus congéneres espanhóis e fortalecer os elementos de suporte à decisão de

definição das metas de eficiência. Neste exercício específico da análise ibérica, por forma a garantir uma maior robustez e utilidade da análise, bem como a comparabilidade dos *peers*, optou-se por efetuar a análise considerando os grupos económicos (visto que a maior parte das empresas estão integradas em grupos económicos, permitindo a alocação intragrupo de custos), em detrimento de uma análise por empresas individuais. Optou-se igualmente pela aplicação da metodologia não paramétrica decorrente dos requisitos metodológicos associados à dimensão da amostra. Estes requisitos também justificaram a exclusão da Sonorgás, por ter uma dimensão significativamente menor do que as restantes empresas.

Refira-se que, na generalidade dos operadores das redes de distribuição, a evolução dos custos reais e dos proveitos permitidos, sujeitos a metas de eficiência, apresenta uma tendência semelhante, o que demonstra a capacidade que as empresas têm tido para acompanhar as exigências do regulador. Decorrente do exposto, a ERSE considera adequado manter as metas de eficiência propostas para a atividade de distribuição.

No que se refere às metas de eficiência da atividade de comercialização, a ERSE acolhe com agrado o reconhecimento do CT da adequabilidade do procedimento adotado para a definição desses parâmetros.

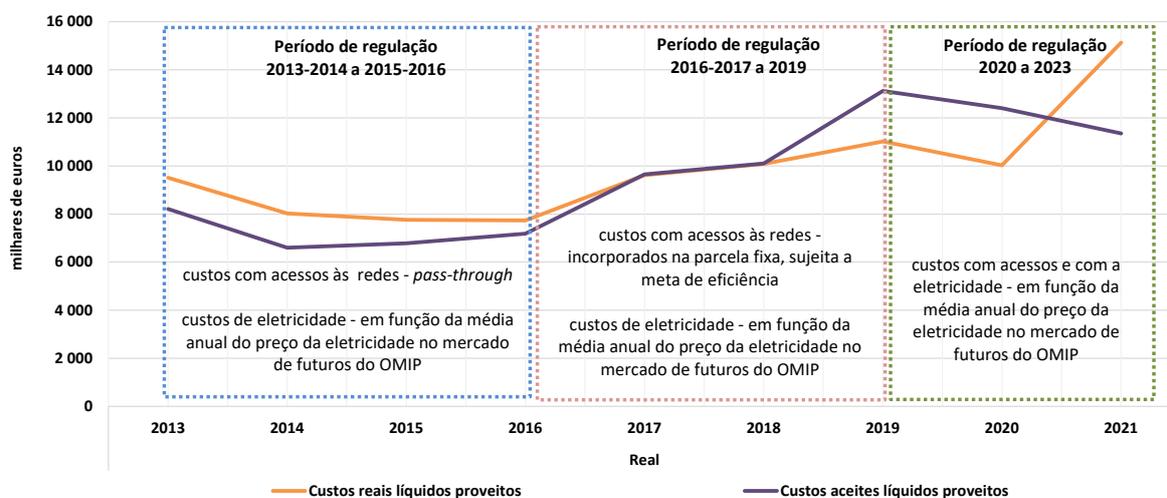
A.1.3. Definição das parcelas fixa e variável e dos respetivos indutores

O CT questiona a revisão da componente fixa do OPEX da distribuição. Os resultados da metodologia econométrica aplicada que divergiam menos consoante os modelos considerados, apontavam de uma forma mais expressiva para um peso da componente fixa entre 26% e 35%. Decorrente desta análise, bem como do contexto prospetivado para esta atividade que impele a uma repartição mais equitativa do risco entre empresas e consumidores, a ERSE optou por propor, para o período de regulação de 2024 a 2027, uma uniformização do peso da componente fixa entre as empresas licenciadas e concessionadas, mantendo o peso de 35% nas empresas licenciadas definido para o atual período de regulação e reduzindo o peso de 40% para 35% no caso das empresas concessionadas. Face às preocupações manifestadas pelo CT relativamente ao incremento do risco para os operadores derivado da opção supra proposta e ao facto dos resultados das metodologias econométricas não serem categóricos, a ERSE opta por manter, quer para as empresas concessionadas, quer para as empresas licenciadas, o peso da componente fixa definida para o atual período de regulação.

Relativamente ao indutor definido para os custos com a aquisição de energia na atividade de Receção, Armazenamento e Receção de GNL, o CT recomenda à ERSE que reequacione a manutenção do indutor atualmente em vigor. A aplicação por parte da ERSE de um indexante para a definição dos custos com aquisição de energia nessa atividade iniciou-se no período de regulação 2013-2014 a 2015-2016, com a

introdução de uma metodologia do tipo *price cap*. Nesse período de regulação, foi definido que esses custos passassem a estar indexados à variação média anual do preço da eletricidade no mercado de futuros do OMIP, enquanto a componente de acessos era aceite como um *pass-through*. No entanto, a metodologia teve várias alterações, ilustradas na figura seguinte.

Figura 11 – Custos operacionais reais e aceites na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL (preços correntes)



Nota: inclui custos de eletricidade e acessos

Fonte: ERSE, REN

Para o período de regulação 2024-2027, a ERSE propôs aplicar uma metodologia idêntica à do período de regulação 2013-2014 a 2015-2016, com a recalibração dos custos em função da evolução de preços prevista e ocorrida no OMIP. Na perspetiva da ERSE, esta metodologia permitiria à REN a recuperação de parte do diferencial entre os proveitos permitidos e os custos reais verificado nos anos anteriores, uma vez que o mecanismo, indexado a contratos de futuros, não tem impacto imediato na recuperação dos custos no ano em que esses ocorrem, o que é mais evidente em períodos de maior volatilidade dos preços.

Tal como referido, a proposta foi questionada pelo CT, que embora concorde na aceitação direta dos custos relacionados com acessos, impostos e mecanismo Ibérico, através de uma parcela *pass-through*, levanta sérias dúvidas na manutenção da indexação da componente de custos da eletricidade à evolução do preço médio dos futuros do OMIP. Numa conjuntura económica instável e de grande volatilidade ao nível dos preços das *commodities*, é naturalmente difícil prever a evolução dos custos da eletricidade. A ERSE, após ponderar os comentários do CT e da REN, que acompanham os do CT, decidiu alterar a sua proposta de

metodologia para aceitação dos custos de eletricidade na atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.

Esta metodologia teve, em grande parte, em conta a proposta da REN, consistindo na indexação do preço da eletricidade à variação mensal do preço *spot*, acrescida de uma margem de comercialização. A metodologia difere do proposto pela REN pelo valor da margem de comercialização, por aplicar um fator de eficiência a contar a partir do segundo ano do período de regulação e por fixar um intervalo para aceitação dos custos com a eletricidade, sob a forma de um *cap* e de um *floor*. Este intervalo visa limitar a obtenção de ganhos ou de perdas supranormais e, deste modo, mitigar as incertezas associadas a esta nova metodologia. Neste sentido, o montante do custo aceite determinado por este procedimento estará limitado ao seguinte intervalo de valor: [Custo Real x 0,90; Custo real x 1,10]. A explanação pormenorizada desta abordagem metodológica encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período de 2024 a 2027” que acompanha o documento de “Tarifas e preços de gás para o ano gás 2023-2024 e parâmetros para o período de regulação 2024 a 2027”.

A.2. Parâmetros associados ao custo de capital

O CT refere que a redução da taxa é maior para as infraestruturas em AP que para as infraestruturas em MP/BP, pelo facto de a ERSE ter decidido alterar o critério relativamente à alavancagem (*gearing* - G), em AP, em que $G = \text{dívida} / (\text{dívida} + \text{capital próprio})$.

No entanto, importa esclarecer o CT que o aumento do *gearing* de 50% para 55% na AP provoca uma subida da taxa de remuneração, de 5,10% para 5,20%. Tal é motivado pelo impacto no incremento do beta do capital próprio e, conseqüentemente, no custo do capital próprio, que é superior ao efeito do incremento do peso do custo do capital alheio (que tipicamente é menor do que o custo do capital próprio).

O CT refere ainda que “em cada novo período regulatório os mesmos valores das OT conduzem a taxas de remuneração mais baixas, ou seja, a um *spread* entre a OT e a remuneração decrescente”.

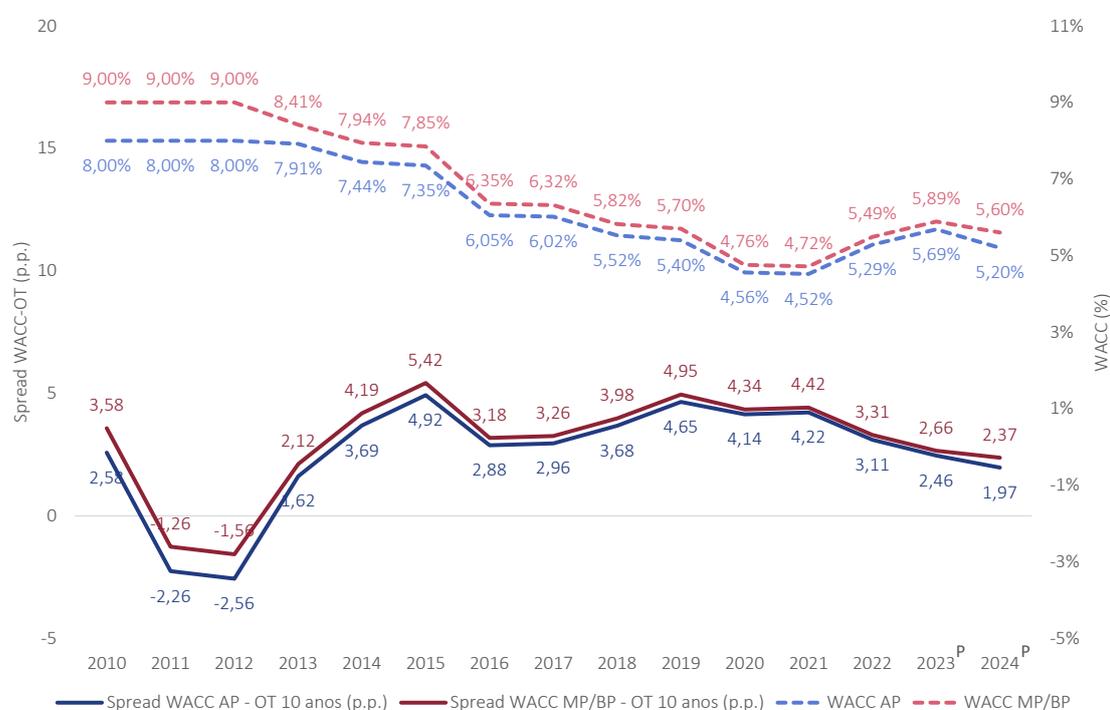
Neste sentido, o CT apresenta uma evolução do *spread* entre a taxa de remuneração e as *yields* das Obrigações do Tesouro (OT), referindo que este *spread* tem vindo a diminuir. O CT refere também que a ERSE manteve o mecanismo de indexação, com redução do declive de 0,4 para 0,3 e que os limites superiores e inferiores das taxas de remuneração foram revistos em baixa.

Importa referir que os *spreads* que o CT apresenta são calculados entre 2020 e 2024, sendo os *spreads* dos anos de 2023 e 2024, *spreads* futuros face, não a valores ocorridos, mas a valores previstos das *yields* das OT. Caso o valor das *yields* das OT diminua ao longo de um período de regulação, o diferencial aumenta, o

que resultará num diferencial superior, tal como em anos transatos. Caso ocorra a situação inversa (subida das *yields* das OT), o diferencial diminuirá. A ERSE salienta, igualmente, que o mecanismo atenua os diferenciais (de forma simétrica), face a uma situação sem a existência do mecanismo de indexação.

De facto, como se pode observar na figura abaixo, nos anos de 2010 a 2012, antes da existência do mecanismo de indexação, o *spread* entre a taxa de remuneração e as *yields* das OT foi negativo, tendo variado, nos anos 2013 a 2022, entre um *spread* máximo de 5,42 p.p. (para o DSO) e um *spread* mínimo de 1,62 p.p. (para os TSO).

Figura 12 – Evolução da taxa de remuneração (WACC) e do *spread* da taxa de remuneração face às OT a 10 anos



P – Previsão; p.p. – Pontos Percentuais

Fonte: ERSE, Bloomberg, Banco de Portugal

Neste contexto, a existência do mecanismo de indexação atenua esses diferenciais, que seriam muito superiores, caso não existisse o mecanismo, pelo que a ERSE entende que, até ao presente momento, o mecanismo de indexação ainda se justifica manter.

No que concerne à redução do declive de 0,4 para 0,3, a ERSE calibrou o mecanismo de forma a ficar harmonizado com o declive do mecanismo em vigor no setor elétrico.

Relativamente aos valores máximos e mínimos das taxas de remuneração subjacentes ao mecanismo de indexação, a ERSE compreende que o atual quadro de maior incerteza quanto à evolução das taxas de juro possa justificar que se alargue o campo de atuação do mecanismo, pelo que decidiu rever os valores máximos em +0,5p.p. e os valores mínimos em -0,5p.p.

Ainda no contexto do mecanismo de indexação, o CT sublinha a necessidade de revisões extraordinárias da taxa de remuneração, caso o *spread* entre a rendibilidade das OT e a taxa de remuneração previsível para o ano, caia abaixo dos 200 b.p., recomendando que seja garantido, ao longo da banda de variação da taxa de rendibilidade das OT, que o WACC mantenha um *spread* positivo e aproximadamente constante face às OT, impossibilitando ter taxas de remuneração inferiores às OT.

O CT menciona um *spread* de 200 p.b. entre a rendibilidade das OT e a taxa de remuneração. No entanto, o CT não justifica esse *spread* de referência em termos metodológicos, financeiros, ou ainda económicos. A ERSE salienta que o cálculo da taxa de remuneração que usa está fundamentada em reconhecidas metodologias, que assentam em pressupostos e conceitos genericamente consensuais e na recolha e análise da informação financeira e económica, mais adequada. Assim, enquanto nas atividades de alta pressão, a ERSE pôde recorrer à informação de mercado para definir o beta dessas atividades, porque estão integradas num grupo económico que realiza quase exclusivamente atividades reguladas nos setores do gás e da eletricidade, já no caso da atividade de distribuição tal não se verifica na maioria dos operadores, pelo que a ERSE teve de recorrer a um *benchmarking* dos betas de empresas com atividades semelhantes e cotadas em bolsa. Refira-se ainda que no caso do beta da atividade AP, o resultado deste exercício foi coerente com os valores obtidos no passado.

Nas metodologias aplicadas pela ERSE não existem pressupostos de obtenção de uma taxa de remuneração a partir de um *spread* arbitrário, sem fundamentação teórica ou prática, sobre *yields* de obrigações.

O CT manifesta ainda preocupações relativamente ao atual contexto da subida das taxas de juro, nomeadamente da subida da rendibilidade das dívidas soberanas e que esta envolvente de incerteza, apesar das taxas de inflação darem mostras de algum abrandamento, deve ser considerada na definição dos parâmetros externos à empresa. Ponderando este comentário e os dados mais recentes sobre os custos médios de financiamento, reportados por alguns operadores, a ERSE decidiu rever o valor do custo da dívida. Assim, analisados esses dados, a ERSE obteve um custo médio de financiamento de referência

de 4,52%¹⁶, considerado em definitivo no cálculo das taxas de remuneração. É de realçar, no entanto, que o custo de financiamento reflete os custos de financiamento dos investimentos passados, e não expressamente, e apenas, as futuras necessidades de financiamento.

A.3. Incentivo à Otimização das Previsões de Procura (IOPP)

O CT, em linha com o que têm sido as suas recomendações, concorda com a introdução de um mecanismo de incentivo que permita a responsabilização dos ORD sobre as suas previsões de consumo, sempre e quando a sua aplicação não coloque em causa o equilíbrio económico e financeiro das empresas e que não resulte de eventos externos às empresas. O CT reconhece igualmente a necessidade da promoção de previsões de procura mais rigorosas. Contudo, também é reconhecido pelo CT que este exercício de previsão se tem tornado mais difícil, atendendo à volatilidade do consumo e aos fatores exógenos que influenciam a evolução da procura, nomeadamente do setor industrial, e ao próprio contexto de indefinição decorrente da transição energética.

Uma das recomendações do CT é no sentido de ficarem refletidos nas regras dois limites adicionais da taxa de remuneração efetiva a aplicar por cada ORD, nomeadamente o *cap* e *floor* da metodologia em vigor para a definição da taxa de remuneração da atividade de distribuição, que a ERSE propõe para o período de regulação 2024-2027. A outra recomendação é de que o bônus\penalização apenas incida sobre os novos ativos que resultaram das decisões de investimento e que não incida sobre a totalidade da base de ativos, a qual resultou de decisões do passado.

No que se refere à inclusão nas regras de dois limites adicionais da taxa de remuneração efetiva a aplicar por cada ORD, a ERSE acolhe a recomendação por considerar que vai ao encontro das metodologias aplicadas na definição das taxas de remuneração.

No que concerne aos comentários do CT relativos à proposta apresentada de o bônus/penalização incidir apenas sobre os novos ativos, e não incidir sobre a totalidade da base de ativos, a ERSE mantém a decisão de aplicar o bônus sobre a totalidade da base de ativos. Caso a incidência do bônus/penalização na taxa de remuneração seja apenas nos novos ativos, para ter um impacto que resulte num incentivo efetivo, o valor deste parâmetro teria de ser fortemente incrementado podendo pôr em causa o financiamento de investimentos aprovados pelo concedente. Em alternativa, para se tornar eficaz, quando incide apenas nos investimentos associados aos Planos de Investimento na Rede de Distribuição de Gás (PDIRDG) em causa,

¹⁶ A explicação da metodologia aplicada é apresentada no documento “Proveitos para o período de regulação 2024-2027”.

o bônus/penalização deveria ser aplicado ao longo de todo o período de vida útil dos investimentos, e não em 4 anos. Mas neste caso, os ORD não beneficiariam logo de um eventual bônus, e de forma tão relevante, se passassem a apresentar previsões mais rigorosas para a evolução da procura nas suas propostas de PDIRDG. Acresce ainda a grande dificuldade em associar com rigor um determinado investimento à procura que pretende satisfazer em sede de PDIRDG, bem como à sua evolução.

Relativamente à clarificação solicitada pelo CT sobre *«qual o período de aplicação da penalização/bonificação na base de ativos remunerada»*, a ERSE esclarece que se trata de um período contínuo, caso o processo de aprovação dos PDIRDG decorra de acordo com os prazos legais estabelecidos, i.e., de dois em dois anos. No caso de ser aprovado apenas um PDIRDG num espaço de oito anos, por exemplo, o IOPP é aplicado somente durante os quatro anos definidos nas respetivas regras. Como descrito no “Documento de Proveitos e Ajustamentos para o ano gás 2023-2024 das empresas reguladas do setor do gás”, o IOPP é aplicado no primeiro ano do intervalo de tempo considerado num PDIRDG aprovado, com o apuramento anual dos desvios de energia entre os dados previstos no PDIRDG e os dados reais. A atualização final de quantidades ocorre no quarto e último ano de aplicação do mecanismo. Caso, entretanto, não se verifique a aprovação de um novo PDIRDG, o IOPP não continuará a ser aplicado. No entanto, se existir a aprovação de um novo PDIRDG durante o decorrer de um PDIRDG anteriormente aprovado, as novas previsões de quantidades, apresentadas nesse novo PDIRDG, servirão para o apuramento dos desvios de quantidades face aos valores reais. Com este novo PDIRDG, o IOPP será aplicado por mais um período de quatro anos. Assim, sempre que haja um PDIRDG aprovado, o mecanismo IOPP é aplicado, dando lugar à bonificação /penalização na base de ativos.

No que se refere à preocupação demonstrada pelo CT quanto à *«identificação de oscilações de consumo no sentido da diminuição, aferindo de forma inequívoca se a volatilidade do consumo se deve a uma tendência ou a um fator conjuntural da empresa ou do setor, excluindo os efeitos destes últimos do cálculo»*, a ERSE esclarece que esse fator foi igualmente uma preocupação da ERSE, como descrito no “Documento de Proveitos e Ajustamentos para o ano gás 2023-2024 das empresas reguladas do setor do gás”. Precisamente para minimizar os efeitos conjunturais e maximizar os efeitos estruturais no apuramento dos desvios de quantidades, os desvios de quantidades considerados para efeitos do IOPP são calculados numa base agregada, entre as previsões nos PDIRDG e as respetivas quantidades reais, que é mais sensível a variações estruturais no consumo. Por exemplo, no segundo ano de aplicação do IOPP o desvio de quantidades seria calculado pela diferença entre a soma das quantidades previstas no PDIRDG nesses dois anos e a soma das respetivas quantidades reais, enquanto no quarto e último ano de aplicação do IOPP (se apenas existir um PDIRDG aprovado), o desvio de quantidades seria calculado pela diferença entre a soma

das quantidades previstas no PDIRDG para esses quatro anos e a soma das quantidades reais nesses mesmos quatro anos.

Por fim, e relativamente à sugestão apresentada pelo CT sobre a possibilidade de *«que as previsões deveriam ter uma revisão»*, entenda-se, revisão de quantidades previstas nos PDIRDG, a ERSE esclarece que essa “revisão” é possível, uma vez que entre o momento de submissão da proposta de PDIRDG para Parecer da ERSE e a sua aprovação final, pelo membro do Governo responsável pela área da energia, os ORD podem rever as suas previsões de consumo em coerência com a respetiva revisão de investimentos aprovados. Sobre este tema, a ERSE aproveita a sugestão do CT para incluir nas regras deste mecanismo, estabelecidas no RT, uma alínea sobre a possibilidade de revisão de quantidades entre o momento inicial de submissão da proposta de PDIRDG para Parecer da ERSE e o momento final de aprovação, pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

IV – RECOMENDAÇÕES

a)

A ERSE compreende a preocupação do CT, admitindo que na situação atual em que se assiste a uma elevada volatilidade do preço da componente de energia, a sua evolução possa apresentar diferenças relevantes entre o mercado regulado e o mercado livre, em função dos contratos de aprovisionamento de cada comercializador. A informação apresentada na documentação visa dar cumprimento à obrigação legal estabelecida no artigo 55.º do Decreto Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

A ERSE reitera que a sua atuação não deixa de integrar as suas atribuições de supervisão, que, de resto, estruturam parte do exercício de cenarização efetuado para efeitos tarifários. Em todo o caso, reitera-se também que uma parte substancial da evolução do mercado e das ofertas em regime de mercado depende objetivamente das opções seguidas pelos agentes de mercado, na abordagem deste e na estruturação das suas opções de aprovisionamento.

b)

A ERSE compreende o desconforto do CT pelo facto da presente Proposta de Tarifas de gás 2023-2024 ter sido acompanhada por uma proposta de revisão do RT, concordando que a sobreposição de consultas públicas exige aos órgãos consultivos um esforço acrescido, podendo contribuir para a diminuição da capacidade de análise, ponderação e discussão das diferentes matérias que, na perspetiva da ERSE, não é desejável.

A presente proposta de revisão do RT não implica, todavia, uma alteração significativa dos proveitos, à exceção da forma de recuperação dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC), cuja implementação resulta de uma imposição legal em consequência da publicação do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março¹⁷.

De notar, todavia, que a referida sobreposição não resulta de uma decisão voluntária da ERSE, mas das exigências inerentes aos processos de discussão e aprovação regulatória, neste caso, diretamente relacionado com os impactos das alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, no conjunto das matérias regulamentares e dos prazos aí estabelecidos. De salientar, ainda, que em apenas cinco meses, desde janeiro de 2023, a ERSE lançou 4 consultas públicas (n.º 112 a 115), realizou 2 processos de atualização tarifária (setor elétrico e gás), lançou uma proposta de revisão excecional de tarifas para o setor elétrico e apresentou a presente proposta tarifária de gás para 2023-2024, tornando muito difícil a gestão do tempo e comprometendo a antecipação desejada.

c)

A ERSE destaca que, no caso concreto do impacte em proveitos dos prémios de leilão de atribuição de capacidade, o recebimento desses prémios afetou os proveitos das atividades de Alta Pressão entre 2020 e 2023, pelo facto de se terem verificado valores significativos a devolver pelas empresas, sobretudo em 2021. De acordo com a regulamentação vigente, esses valores revertem para as tarifas abatendo aos proveitos permitidos das atividades em que ocorreram. As tarifas de 2023-2024 estão afetadas pela devolução, referente a 2021, das receitas de prémios de leilão, por via do ajustamento aos proveitos desse ano. Para mitigar os impactos decorrentes da devolução de valores muito elevados, a ERSE definiu no Regulamento Tarifário um mecanismo que permite diferir até 4 anos a devolução dos montantes em causa, consoante a capacidade de as tarifas acomodarem anualmente os valores devolvidos. No ano de 2021, ao nível da atividade do Terminal de GNL, verificou-se que a devolução na íntegra do valor recebido teria um impacto bastante elevado ao nível dos proveitos permitidos dessa atividade, que inclusive atingiriam um valor negativo. Assim, a ERSE aplicou o mecanismo de diferimento da devolução dos prémios de leilão, tendo internalizado nos proveitos de 2021 a devolução de apenas 50% do montante recebido de prémios, e diferido a devolução do restante montante por um período de 4 anos. Para as restantes atividades em que ocorreu o recebimento de prémios de leilão, os valores foram devolvidos aos consumidores no próprio

¹⁷ Do ponto de vista do cálculo dos proveitos as restantes alterações introduzidas, o mecanismo de Incentivo à Otimização das Previsões de Procura nos PDIRDG e os princípios de sustentabilidade da estrutura financeira das entidades reguladas do setor do gás e de racionalização dos custos financeiros, de estrutura e gestão, associados aos custos de investimento, não têm qualquer impacto em proveitos, nesta proposta tarifária.

ano desse recebimento, por não terem o mesmo impacto na volatilidade tarifária. Estas decisões foram tomadas pela ERSE, após ponderados os potenciais impactos da sua aplicação, quer para as tarifas que se definem em cada ano, quer para as tarifas futuras.

d)

Na decisão final a tarifa de Uso do Terminal e a tarifa de Armazenamento Subterrâneo, observam uma variação distinta da proposta submetida ao CT, alinhando-se a variação tarifária destas duas infraestruturas, tendo em conta o papel que ambas desempenham em termos de armazenamento.

e)

A ERSE reconhece a importância de monitorizar os custos de aprovisionamento do mercado de último recurso e confirma que executa esse exercício pelo menos com periodicidade trimestral, no contexto do mecanismo da adequação da tarifa de Energia, do qual pode resultar uma atualização trimestral da tarifa de Energia e das tarifas que desta dependem. Este mesmo mecanismo permite assim mitigar o desequilíbrio concorrencial quando se assiste a um aumento dos custos de aprovisionamento do mercado de último recurso ao longo do ano gás.

f)

Conforme avaliado na resposta ao ponto B.3.3., na secção da Especialidade, a ERSE considera que o mecanismo de adequação da tarifa de Energia representa um compromisso razoável entre a aplicação de uma atualização tarifária com efeitos balizados para os consumidores e a limitação dos desvios tarifários gerados pela tarifa de Energia. Quanto à recomendação de alocar os desvios tarifários ao segmento de clientes que os induzem, recorda-se que o universo de clientes sujeito à tarifa de Energia é potencialmente muito dinâmico entre anos tarifários, com a existência do fornecimento supletivo e, mais recentemente, com a possibilidade do regresso ao mercado regulado. Isto dificulta o objetivo de querer imputar os desvios tarifários, positivos ou negativos, aos clientes que os causaram. Por esse motivo, considera a ERSE ser mais prudente manter os critérios de alocação vigentes.

g)

O CT volta a recomendar à ERSE que seja efetuada “uma avaliação profunda do modelo de organização da atividade de comercialização de último recurso retalhista, por forma a garantir uma adequada *performance* dos CURR, quer em termos de cumprimento das exigências regulamentares, quer em termos da garantia do equilíbrio económico-financeiro...”.

A ERSE corrobora a preocupação do CT e tem procurado assegurar que as metodologias regulatórias aplicadas respeitem o equilíbrio económico financeiro dos CURR, desde que geridos de forma eficiente, no contexto particular de fim anunciado das tarifas transitórias de venda a clientes finais.

Para tal, a ERSE recorre a vários instrumentos, como seja a avaliação do desempenho económico e financeiro dessas empresas, ou ainda a definição dos custos de referência da atividade de comercialização, considerando as condições em que a atividade de comercialização de último recurso é desempenhada, designadamente em termos de dimensão e de maturidade das empresas.

A avaliação da gestão eficiente dos CUR tem sido complementada com a realização de auditorias e ações de fiscalização aos CUR retalhistas, com vista à avaliação da forma como lhe são alocados os custos nos grupos empresariais de que fazem parte.

h)

A ERSE concorda com o CT quanto à necessidade de uma monitorização atenta e cuidada das dinâmicas de mudança de clientes entre o mercado regulado e o mercado liberalizado. A atividade de supervisão dos mercados retalhistas de gás que a ERSE tem desenvolvido ao longo dos anos, que se materializam, por exemplo, na publicação mensal de Boletins do Mercado Liberalizado de Gás Natural, tem incidido especialmente sobre esta matéria. A ERSE pretende, em linha com a recomendação do CT, manter uma monitorização atenta desta matéria, em especial tendo em conta o aproximar da data prevista para a extinção das tarifas transitórias, de 31 de dezembro de 2025.

i)

A ERSE, no âmbito das suas competências e atribuições, vem acompanhando a revisão legislativa do modelo de financiamento da tarifa social, pugnando por uma solução conforme com o quadro legal europeu e nacional. De todo o modo, sendo uma matéria em que a ERSE cumpre com o quadro legal definido, até se efetivar a alteração legal, a ERSE cumpre com o regime estabelecido.

j)

A ERSE exercerá os seus poderes de supervisão, dentro do quadro legal e das competências que lhe são atribuídas, em particular, as que resultam do Decreto-Lei n.º 84-D/2022, de 9 de dezembro. Quanto à questão da elegibilidade para apoios, trata-se de uma matéria da competência do legislador sobre a qual a ERSE não pode interferir, fazendo-se notar que, o Decreto-Lei n.º 23/2023, de 5 de abril, alterou o âmbito de exclusão do regime, incluindo a referência ao consumo de gás natural das instalações de cogeração que, durante o período elegível, esteja abrangido pelo mecanismo excecional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade, estabelecido pelo Decreto-

Lei n.º 33/2022, de 14 de maio. Recorde-se que na redação anterior estavam excluídas as instalações de cogeração que, durante o período elegível, estivessem ao abrigo do regime de mercado, nos termos do artigo 4.º-B do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março.

k)

O CT refere que a ERSE “...tenha em consideração o contexto económico atípico dos anos 2020-2023 e que não penalize as empresas que nos anos 2020-2021 apresentaram custos abaixo dos definidos pelo regulador “.

Conforme já mencionado, para a fixação das bases de custo para 2024 das atividades reguladas, a ERSE aplicou uma metodologia de cálculo semelhante à utilizada em períodos de regulação anteriores. Esta metodologia que visa transpor a evolução teórica pretendida do nível eficiente do OPEX para o novo período de regulação é a que está implícita no RT, uma vez que não se aplica aos custos do primeiro ano do novo período de regulação a meta de eficiência fixada para esse período.

A aplicação desta metodologia por incentivos tem resultado em ganhos, quer para as empresas quer para os consumidores, uma vez que a redução dos proveitos permitidos anuais das empresas associada ao mecanismo de partilha de ganhos permite que parte dos ganhos obtidos pelas empresas seja partilhada com os consumidores. A redução dos proveitos permitidos que recuperam o OPEX ocorreu na maior parte das atividades reguladas apesar da natural evolução dessas atividades.

Refira-se, também, que uma análise retrospectiva quer à informação prestada pelas empresas, quer à informação utilizada pela ERSE mostra que historicamente as previsões de custo das empresas revelam-se superiores aos custos que incorrem de facto. Este facto reforça o procedimento que tem seguido a ERSE na definição das bases de custos sujeitas a metas de eficiência, de considerar os últimos dados económicos e financeiros das empresas auditados, que, no caso presente, correspondem aos anos de 2020 e de 2021. Adicionalmente, deve-se realçar que na generalidade das atividades não se observou alterações de relevo na trajetória dos custos incorridos nestes dois anos.

l)

A ERSE acolhe com agrado o reconhecimento do CT da adequabilidade do procedimento adotado para a definição das metas de eficiência, em particular, a definição de escalões. A ERSE partilha das preocupações do CT relativamente à sustentabilidade de cada empresa decorrente das suas especificidades. A partilha desta preocupação pode, por exemplo, ser atestada na proposta de revisão do Regulamento Tarifário a decorrer, no qual se propõe a Introdução do princípio de sustentabilidade financeira nas entidades reguladas do setor do gás.

m)

O CT recomenda a manutenção de um *spread* positivo e aproximadamente constante, apontando para a fixação de um *spread* de 200 p.b., entre a rentabilidade das OT e a taxa de remuneração. No entanto, o CT não apresenta os fundamentos que justificariam esse *spread* de referência. A ERSE salienta que o cálculo da taxa de remuneração que usa está fundamentado em reconhecidas metodologias, que assentam em pressupostos e conceitos genericamente consensuais e na recolha e análise da informação financeira e económica, mais adequada. Nestas metodologias não existem pressupostos de obtenção de uma taxa de remuneração a partir de um *spread* arbitrário sobre *yields* de obrigações. Os fundamentos económicos e regulatórios em que assentam as taxas de remuneração dos ativos regulados não evoluem de forma paralela com os fatores que explicam a evolução das *yields* das obrigações do tesouro. Acresce que não existe nenhuma justificação económica para que o custo de capital das atividades reguladas evolua proporcionalmente e sem limitação com as *yields* das obrigações do tesouro.

n)

A ERSE tem pugnado por alertar as entidades competentes de que a aplicação das TOS, nos termos verificados, configura um fator desestabilizador do setor do gás, tanto pelos custos acrescidos para os clientes, como pela volatilidade de preços que provoca, reiterando para a imperatividade de criação de regras universais de aplicação da TOS que definam um valor máximo de TOS e garantam a coerência da aplicação desta taxa entre municípios e a limitação dos custos associados.

o)

O Artigo 5.º do Regime da Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético, estabelecido no artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, determina a não repercussão tarifária das importâncias pagas a título desta contribuição. A ERSE partilha das preocupações evidenciadas pelo CT e enfatiza ter sempre pautado a sua atuação no exercício de uma regulação suportada na promoção da eficiência e a da racionalidade das atividades dos setores energéticos regulados. Neste processo, a ERSE tem sempre presente as suas atribuições conferidas estatutariamente de proteger os direitos e os interesses dos consumidores, assegurar a existência de condições que permitam a obtenção do equilíbrio económico e financeiro por parte das atividades dos setores regulados, quando geridas de forma adequada e eficiente e contribuir para a progressiva melhoria das condições económicas, qualitativas, técnicas e ambientais dos setores regulados.

A ERSE procurará avaliar do impacte da decisão do Tribunal Constitucional ao nível dos setores energéticos e dos agentes económicos (sujeitos passivos da CESE).

p)

A preocupação manifestada pelo CT relativamente à utilização da informação reportada pelas empresas tem sido também uma das preocupações da ERSE, que tem vindo desde há alguns anos a introduzir no Regulamento Tarifário disposições e procedimentos para a receção da informação regulatória e estatutária, que permitam, em conjunto, garantir a fiabilidade da informação prestada pelas empresas. Estas preocupações levaram a que na revisão do Regulamento Tarifário do setor do gás, que foi levada a consulta pública (CP n.º 114), a ERSE tenha mais uma vez proposto o reforço das regras de reporte, ao explicitar que as contas reguladas a enviar pelos vários agentes devem incluir um relatório detalhado, que apresente uma exposição fiel e clara do desempenho da atividade, e que o relatório de auditoria que acompanha as contas reguladas reais deve seguir os termos definidos no Guia de Aplicação Técnico nº 15 (GAT 15) elaborado pela Ordem dos Revisores Oficiais de Contas, em colaboração com a ERSE .

Contudo, esta circunstância não invalida que ocorram por vezes erros e inconsistências ao nível do preenchimento dos quadros de reporte da informação, que sempre que geram dúvidas são objeto de pedidos de esclarecimento por parte da ERSE. Refira-se que, no âmbito de cada processo de cálculo de proveitos, a ERSE efetua numerosos pedidos de esclarecimentos às empresas para garantir que a informação cumpra os requisitos de transparência e fiabilidade necessários ao exercício de regulação.