

# CONSULTA PÚBLICA 114

## RELATÓRIO

### Proposta de reformulação do Regulamento Tarifário

SETOR GÁS



ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>COMENTÁRIOS GERAIS RELATIVOS À ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR</b> .....	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>COMENTÁRIOS GERAIS RELATIVOS À ESTRUTURA TARIFÁRIA</b> .....	<b>7</b>
3.1	Tarifas Flexíveis Mensais e Diárias.....	7
3.2	Tarifas de Curtas Utilizações.....	8
3.3	Tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelo Comercializador de Último Recurso .....	9
<b>4</b>	<b>COMENTÁRIOS GERAIS RELATIVOS AO MECANISMO DE TROCAS REGULADAS</b> .....	<b>13</b>
<b>5</b>	<b>COMENTÁRIOS GERAIS RELATIVOS AOS PROVEITOS DAS ATIVIDADES REGULADAS</b> .....	<b>15</b>
5.1	Incentivo à Otimização das Previsões de Procura .....	15
5.2	Monitorização e validação económico-financeira .....	19
5.2.1	Introdução do princípio de sustentabilidade financeira nas entidades reguladas do setor do gás .....	19
5.2.2	Introdução do princípio de racionalização dos custos financeiros de estrutura e gestão incorporados no ativo remunerado .....	21
5.3	Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos Comercializadores de Último Recurso retalhista.....	23
<b>6</b>	<b>COMENTÁRIOS GERAIS RELATIVOS À INFORMAÇÃO A FORNECER À ERSE PELAS ENTIDADES REGULADAS</b> .....	<b>25</b>
6.1	Alteração do prazo para parecer do Conselho Tarifário a proposta de Fixação excecional de tarifas.....	27
<b>7</b>	<b>COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS</b> .....	<b>29</b>
7.1	Comentários específicos.....	31
7.1.1	Temas genéricos não incluídos na consulta pública .....	31
7.1.2	Temas não incluídos na consulta pública - cálculo do ajustamento da parcela I da tarifa de UGS.....	34



## 1 INTRODUÇÃO

De 30 de março a 17 de maio de 2023, decorreu a [Consulta Pública n.º 114](#) com a proposta da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) de reformulação do Regulamento Tarifário (RT) do setor do gás.

A reformulação tem como objetivo a atualização dos mecanismos e metodologias de regulação ao nível dos proveitos permitidos e da estrutura tarifária, face ao início de um novo período de regulação. As alterações efetuadas visam adequar o RT aos objetivos definidos para o período de regulação de 4 anos, que se iniciará em 2024, e que assentam, sobretudo, em assegurar a sustentabilidade económica das atividades reguladas do setor do gás, num contexto de descarbonização dos setores económicos e de transição energética.

O presente documento sistematiza os contributos recebidos e a sua ponderação pela ERSE, justificando-se as alterações à proposta sujeita a consulta, pelo que o Relatório acompanha o RT aprovado. Os comentários recebidos, salvo menção expressa em contrário pelo interessado, são divulgados na íntegra no site da ERSE, salvaguardados os direitos das pessoas singulares no que diz respeito ao tratamento de dados pessoais.

Agradece-se a participação de todos os interessados neste processo de consulta pública.

Foi recebido o parecer do Conselho Tarifário (CT), bem como contributos de 8 participantes:

- EDP Comercial
- EDP Gás SU
- Floene
- Gas Nat, Unipessoal
- Grupo Galp, S.A.
- Grupo EDP, S.A.
- REN Portgás Distribuição
- REN

O relatório apresenta seis capítulos dedicados à apreciação dos comentários gerais, organizados em função da matéria e, um último capítulo, com a apreciação de comentários específicos em formato de tabela (Capítulo 7).



## 2 COMENTÁRIOS GERAIS RELATIVOS À ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Decorrente do estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a ERSE propõe-se alterar a designação de Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) para Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA), bem como evidenciar no RT que os proveitos permitidos da atividade de OLMC são recuperados através de preços regulados e, supletivamente, pela tarifa de Uso Global do Sistema (tarifa UGS).

A nível tarifário a ERSE propôs eliminar a **tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (tarifa de OLMC)** enquanto tarifa autónoma. Em contrapartida, uma parte dos custos da atividade de operação logística de mudança de comercializador são recuperados através de um **preço regulado**, a pagar por comercializadores, dispensando o seu pagamento no caso das entradas e saídas diretas no mercado. Supletivamente, a outra parte será recuperada na **parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema**, a pagar pelos consumidores do Sistema Nacional de Gás (SNG).

### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

O CT, sem expressar uma oposição explícita, entende que a eliminação da tarifa autónoma para os custos deste operador, com o respetivo englobamento na parcela I da tarifa UGS, torna o processo de financiamento desta atividade menos claro e não rastreável, o que não está em linha com a filosofia e o espírito do Regulamento.

Neste contexto, o CT solicita à ERSE a análise cuidada dos custos recuperados via preço regulado de intermediação, designadamente para se compreender a tendência futura, no sentido de serem tomadas, em tempo útil, medidas de ajuste dos proveitos permitidos desta atividade, de forma a garantir o não aumento das tarifas de Acesso às Redes socializadas por todos os consumidores.

Os demais comentários recebidos, relativos à eliminação da tarifa do OLMC e à dispensa do pagamento no caso das entradas e saídas diretas no mercado, foram de não oposição com a proposta apresentada (Floene, Grupo Galp, Grupo EDP e EDP Gás SU).

Adicionalmente, o **Grupo Galp** solicita a clarificação dos procedimentos a adotar no caso de anulação ou reposição das ativações. No mesmo sentido, o **Grupo EDP** e a **EDP Gás SU**, solicitam esclarecimentos relativamente à figura da reposição, no âmbito dos procedimentos de mudança de comercializador.

O Grupo Galp considera que em situações de anulação ou reposição das ativações o custo de uma mudança de comercializador que resulte, por exemplo, de um erro ou contratação indevida por parte do novo comercializador não pode ser imputado ao comercializador cessionário (i.e. o comercializador cessante no primeiro momento) aquando da reposição do cliente, aplicando-se o mesmo racional no caso de arrependimento do cliente na contratação à distância.

No que se refere à percentagem dos proveitos permitidos do OLMCA a recuperar com o preço regulado, as empresas do **Grupo EDP** e **EDP Gás SU** sugerem a adoção de um valor mais reduzido (25%), considerando que é a abordagem mais prudente numa fase de transição de modelo de financiamento da atividade do OLMCA.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE toma boa nota das preocupações suscitadas pelo CT, todavia, importa salientar que as alterações ao modelo de financiamento da atividade decorrem diretamente do previsto na lei, cabendo à ERSE a sua regulamentação. No novo regime jurídico do OLMCA, o n.º 3 do artigo 156.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, define que as receitas do OLMCA, a recuperar no âmbito do setor elétrico, resultam de dois instrumentos, nomeadamente: a) o preço estabelecido pela ERSE, correspondente ao serviço de intermediação prestado pelo OLMCA, a pagar pelo comercializador ou participante no mercado com funções de agregação cessionários e b) supletivamente, as tarifas de eletricidade.

Considera-se, ainda, que o englobamento na parcela I da tarifa UGS, não torna o processo de financiamento desta atividade menos claro e não rastreável, dado que a ERSE publica nos seus documentos tarifários a desagregação dos valores e parcelas que compõem cada tarifa, não sendo esta uma exceção. De notar, ainda, que o atual modelo contribui para a diminuição do valor imputável aos consumidores através da tarifa de Acesso às Redes. Não obstante, a ERSE compromete-se a apresentar e analisar a evolução deste custo, a par da aplicação do preço regulado.

No que respeita à percentagem dos proveitos permitidos do OLMCA a recuperar com o preço regulado é de salientar que o regime legal impõe que a componente de custo a recuperar pelas tarifas de acesso às



redes tem natureza supletiva. Neste contexto, a ERSE considera que o valor mínimo a considerar não deve ser inferior a 50%.

No que respeita às questões relacionadas com os procedimentos de mudança de comercializador, considera-se que as mesmas remetem para matérias que extravasam o âmbito de aplicação do RT, na medida em que se referem a aspetos procedimentais da mudança de comercializador, tratados no âmbito do Regulamento de Relações Comerciais (RRC). Neste sentido, a redação do Artigo 100.º-A foi alterada, tendo sido introduzida uma referência específica ao RRC, nos seguintes termos:

«2 - O preço regulado, definido em Euros, é aplicável ao comercializador cessionário, por cada mudança ativada, **nos termos do RRC.**»

Esta matéria será tratada no âmbito da Consulta Pública n.º 113 <sup>1</sup> relativa à revisão regulamentar do setor elétrico, com extensão ao setor do gás.

---

<sup>1</sup> Disponível no site da ERSE em <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-113/>.



### 3 COMENTÁRIOS GERAIS RELATIVOS À ESTRUTURA TARIFÁRIA

#### 3.1 TARIFAS FLEXÍVEIS MENSAIS E DIÁRIAS

##### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A ERSE propôs a alteração da regra de faturação da capacidade mensal e da capacidade diária em instalações fornecidas em BP>, MP e AP que estejam na opção tarifária Flexível Mensal ou na opção Flexível Diária.

##### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A globalidade dos comentários recebidos foi de concordância com a proposta apresentada, designadamente do **CT**, **REN Portgás** e a **REN**. O **CT** refere que “se deve privilegiar o impacto da flexibilidade através dos multiplicadores adequados e não o efeito de capacidade utilizada que seja firme” e a **REN** considera a eliminação positiva, aproximando a tarifa a aplicar da estrutura de custos do serviço. Esta entidade sugere ainda alterações de redação aos artigos 32.º e 33.º do RT, solicitando a substituição do termo de “potência” pelo termo “capacidade”.

##### DECISÃO DA ERSE

Na ausência de comentários negativos relativos à proposta apresentada, a ERSE mantém a decisão de alteração conforme o apresentado na consulta pública. No que respeita às sugestões de redação dos artigos 32.º e 33.º do RT, a ERSE informa que os mesmos não foram acolhidos porque a variável “potência”, em kW, indicada nos artigos em causa é o conceito mais exato, na medida em que multiplicada pelo número de horas, também indicado nos artigos em causa, corresponde à variável “capacidade”, em kWh, que serve de referência para a aplicação das regras associadas a cada um dos artigos. Desta forma, a ERSE considera adequado a utilização do termo “potência”.

## 3.2 TARIFAS DE CURTAS UTILIZAÇÕES

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Na consulta pública, a ERSE propôs a eliminação da opção tarifária de Curtas Utilizações em MP e BP>, para novos clientes, mantendo-se transitoriamente durante o próximo período de regulação, quer na tarifa de Acesso às Redes, quer na tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas aos clientes em regime supletivo, para os clientes existentes. A extinção desta opção tarifária poderá ser antecipada, se, no decurso do período de regulação, deixarem de existir clientes faturados nesta opção tarifária.

### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Os comentários recebidos relativos a esta matéria são favoráveis à eliminação da opção tarifária de Curtas Utilizações, conforme o referido pelo **CT** e pela **REN Portgás**.

Para o **CT** é importante a manutenção transitória desta opção tarifária durante o próximo período de regulação. A **REN Portgás** sugere, baseado na experiência de utilização do sistema, a implementação na plataforma do OLMCA de uma objeção do operador da rede de distribuição (ORD) à atribuição de tarifas descontinuadas por parte dos comercializadores, permitindo maior eficiência no processo, evitando processos de correção subsequentes à celebração do contrato.

### DECISÃO DA ERSE

Considerando a ausência de comentários desfavoráveis, a ERSE mantém a proposta conforme a apresentada na consulta pública.

No que respeita à sugestão da introdução de uma nova objeção, de notar que é um tema que não integra o RT, podendo ser enquadrado em futura revisão dos procedimentos de mudança de comercializador, que o atual RRC prevê.

### 3.3 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS APLICÁVEIS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A ERSE adotou a designação “tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo” como referência tarifária, aplicável nas situações de fornecimento pelos comercializadores de último recurso retalhistas (CURR) não abrangidas pelas tarifas transitórias e eliminação do mecanismo de agravamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

Adicionalmente, a ERSE alterou a definição relativa aos proveitos da atividade de comercialização de último recurso, substituindo nas referências no sobreproveito, a alusão ao agravamento tarifário decorrente da extinção de tarifa de Venda a Clientes Finais pela menção ao diferencial de equilíbrio com o mercado livre, decorrente da aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo.

#### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Relativamente à adoção da designação “tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo” como referência tarifária e à substituição do sobreproveito associado ao agravamento tarifário decorrente da extinção de tarifa de Venda a Clientes Finais, pelo diferencial de equilíbrio com o mercado livre, decorrente da aplicação da tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, nem o **CT**, nem as **empresas**, apresentam qualquer oposição às alterações.

No Parecer à proposta de Tarifas e Preços de Gás para 2023-2024, o **CT** e o **Grupo Galp** questionam o motivo para os proveitos permitidos dos CURR, propostos para o novo período regulatório, continuarem a ser definidos por nível de pressão, quando as TVCF para os clientes com consumos >10 000 m<sup>3</sup>/ano foram extintas a 31 de dezembro de 2022. Neste contexto, o **CT** e o **Grupo Galp** recomendam que este aspeto seja revisto na aprovação do tarifário, aproveitando-se para simplificar este cálculo, notando, aliás, que a ERSE, em resposta à 96ª Consulta Pública, de janeiro de 2021, já havia concordado com a realização desta simplificação.

O **CT** nota que o cálculo dos proveitos permitidos não segregado por nível de pressão em nada impede que sejam definidas tarifas diferenciadas para diferentes níveis de pressão ou escalões, como acontece nas restantes atividades reguladas.

O **Grupo Galp** apresentou ainda comentários relativos à fórmula (artigo 174.º A da proposta) que replica o cálculo até aqui apresentado no documento de proveitos e ajustamentos, considerando o valor recuperado por aplicação da TVCF e o valor recuperado pela aplicação das restantes tarifas. Refere que esta fórmula não ilustra o cálculo que efetivamente tem sido realizado pela ERSE, uma vez que não prevê qualquer ajuste da parcela “Proveitos que resultam da faturação” pelo resultado da FCVAR, nem inclui no cálculo o custo com as tarifas de Acesso às Redes: Uso da Rede de Distribuição (URD), Uso da Rede de Transporte (URT) e Uso Global do Sistema (UGS).

Acrescenta que, na proposta de tarifas e preços para o ano gás 2023-2024, a ERSE manteve a prática de reverter o resultado operacional da FCVAR, incluindo-o no “ajustamento resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo” que é integralmente suportado/recuperado pela UGS II, referindo que não só não está previsto que a UGS II suporte ou recupere valores associados à aplicação/custo das tarifas URD, URT e UGS por parte dos CURR, como esta prática leva a uma socialização de custos por todo o mercado de rubricas que apenas dizem respeito à atividade CURR e, finalmente, que a inclusão desta parcela contribui para uma maior variação tarifária. Refere, ainda, que o ajustamento feito à FCVAR em nada está relacionado com a falta de aditividade tarifária, devendo-se apenas ao natural desfasamento temporal entre a faturação dos ORD aos CURR e dos CURR aos seus clientes.

Conclui que, a menos de desvios excecionais de grande monta, algum ajustamento à FCVAR, que funciona como uma conta corrente, deverá ser realizado apenas após o fim da atividade pelas empresas e não numa base anual.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Na ausência de oposição às alterações propostas relativamente à adoção da designação “tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo” como referência tarifária e à substituição do agravamento pelo diferencial de equilíbrio com o mercado livre, a ERSE mantém a proposta conforme apresentada na consulta pública.

No que respeita aos comentários do CT e do Grupo Galp relativos à simplificação do cálculo dos proveitos permitidos dos CURR, eliminando a sua segmentação por nível de pressão, a ERSE acolhe o comentário, designadamente através da eliminação da diferenciação dos proveitos permitidos e da tarifa de

comercialização por nível de pressão, com impacto na redação do RT, nos artigos referentes à comercialização, melhor identificados no documento justificativo da consulta pública <sup>2</sup>.

Finalmente, relativamente aos comentários do Grupo Galp relacionados com o tratamento regulatório do diferencial existente na FCVAR, a proposta do Grupo Galp, de que esses desvios tenham a natureza de uma conta corrente, devendo ser apurado apenas após o fim da atividade pelas empresas, não é aceitável por subentender uma transferência intertemporal de fluxos financeiros, cuja magnitude é difícil de antecipar face à informação atualmente à disposição da ERSE e que obrigaria, igualmente, à socialização desses desvios para além da esfera do mercado regulado.

Por outro lado, esses desvios também não podem ser tratados como ajustamentos, visto não constituírem uma diferença entre faturação e os proveitos permitidos. Pelo anteriormente referido, a ERSE não acolhe a proposta apresentada pelo Grupo Galp.

---

<sup>2</sup> Disponível em <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-114/>





## 4 COMENTÁRIOS GERAIS RELATIVOS AO MECANISMO DE TROCAS REGULADAS

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A ERSE propôs a eliminação do atual “Mecanismo de Incentivo à Existência de Trocas Reguladas de Gás Natural Liquefeito (GNL)”, criado através do [Despacho n.º 10422/2010](#) e alterado através da [Diretiva n.º 11/2013](#), dado nunca ter sido utilizado desde a sua criação. Este mecanismo está previsto no artigo 150.º do RT.

### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A ERSE recebeu um único comentário relativamente a esta matéria, da empresa **Gas Nat Unipessoal, Lda.**, o qual se opõe à sua eliminação, considerando os seguintes argumentos:

*“Uma das razões invocadas é a existência de mecanismos regulados de contratação que o RRC atualmente prevê, mas no que diz respeito ao mecanismo de leilão anual para comprar gás ao comercializador do SNG, este mecanismo não foi ativado ao longo dos últimos anos, quando o RRC prevê uma organização anual, descrita até o dia 15 de março para o ano gás a seguir. Esperamos assim sempre o lançamento deste mecanismo para o próximo ano gás (2023-2024).*

*O mecanismo de troca regulada de gás previsto atualmente no RT permite a um agente do mercado dispor de gás (até o limite de 2 TWh/ano), na rede de alta pressão, sem fazer o registo no MIBGAS, nem contratar capacidade de acesso ao mercado português a partir de Espanha. O fim deste mecanismo reduz assim o acesso ao mercado e a flexibilidade da oferta atual, aos agentes.”.*

### DECISÃO DA ERSE

O RRC do setor elétrico e do setor do gás, estabelece, no seu artigo 268.º, a existência de um mecanismo de contratação em leilão pelo comercializador do SNG. Tendo presente o comentário formulado em consulta pública, esclarece-se que este mecanismo, concretizado em condições aprovadas pela ERSE, existe no quadro do conceito de mecanismo de *gas release* por parte do comercializador do SNG, não correspondendo, como sugerido, ao programa de trocas reguladas de gás natural que mantinha previsão regulamentar.

O mesmo comentário parte também da premissa que o RRC em vigor determina a existência de um mecanismo com periodicidade anual para a contratação de gás que estaria agora a pretender abandonar-se na revisão do RT. A este respeito, além do esclarecimento antes efetuado sobre a natureza e objeto do artigo 286.º do RRC (para onde remete o comentário formulado), que é referente a um instrumento diferente do mecanismo de trocas reguladas, cabe mencionar que, mesmo no caso de um leilão do tipo *gas release*, o próprio RRC estabelece (no n.º 3 do citado artigo) a prerrogativa da ERSE poder determinar a não realização do procedimento de leilão, pelo que a sua concretização – insiste-se que sendo referida a um instrumento diverso dos programas de trocas reguladas – não tem um carácter anual obrigatório.

Face ao exposto, a ERSE mantém a proposta conforme o apresentado em consulta pública, por considerar que existem atualmente mecanismos alternativos para a aquisição de gás por parte dos agentes de mercado, sendo que a eliminação do “Mecanismo de Incentivo à Existência de Trocas Reguladas de Gás Natural Liquefeito (GNL)” em nada afeta esses mecanismos alternativos.

## 5 COMENTÁRIOS GERAIS RELATIVOS AOS PROVEITOS DAS ATIVIDADES REGULADAS

### 5.1 INCENTIVO À OTIMIZAÇÃO DAS PREVISÕES DE PROCURA

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A ERSE propôs a aplicação de um Incentivo à Otimização das Previsões de Procura (IOPP) nos Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás (PDIRDG). Este incentivo tem como objetivo sinalizar aos ORD a necessidade de tomarem decisões economicamente racionais de investimento, numa perspetiva sistémica de longo prazo. Para este fim, o IOPP responsabiliza essas empresas pelas suas previsões de evolução da procura de gás (em termos de energia e de número de clientes), que sustentam os investimentos considerados nos PDIRDG aprovados. O IOPP atua preventivamente, sem comprometer o equilíbrio económico e financeiro dos ORD, e de modo a incidir em tendências de evolução da procura e não em situações extraordinárias ou conjunturais.

Para este fim, o IOPP premiará ou penalizará as empresas (de forma simétrica) pelos desvios de energia existentes entre as previsões que efetuaram no âmbito dos PDIRDG e os valores reais posteriormente verificados.

O incentivo proposto será aplicado por ORD, a partir do primeiro PDIRDG submetido e aprovado (posteriormente à entrada em vigor do IOPP agora proposto).

#### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

O CT concorda com a introdução do mecanismo de incentivo que permita a responsabilização dos ORD sobre as suas previsões de consumo e ligação de clientes em PDIRDG, 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 concorda, igualmente, com a necessidade de promover previsões de procura mais rigorosas. Estes comentários, tal como é reconhecido pelo CT no seu parecer, estão em linha com o que têm sido as suas recomendações. Contudo, o CT também reconhece que o exercício de previsão da procura se tem tornado mais difícil atendendo à volatilidade do consumo e aos fatores exógenos que podem influenciar materialmente a evolução da procura, nomeadamente do setor industrial.

No mesmo sentido dos comentários do **CT**, a **Floene**, o **Grupo EDP** e a **EDP Gás SU**, entendem também este mecanismo como um princípio a introduzir pela positiva, protetora do sistema. A **REN Portgás** manifestou discordância com a aplicação do IOPP, considerando que este representa um risco de volume que não está presente no espírito das concessões e que se soma ao risco de volume que existe atualmente no cálculo dos custos de exploração permitidos. Por outro lado, a **REN Portgás** salienta que o IOPP, quer na forma como se vão isolar os desvios extraordinários, quer no referente ao impacte que a penalização poderá ter no equilíbrio económico–financeiro das empresas, requer prudência na sua aplicação.

Adicionalmente, o **CT** e as empresas consideram que a taxa de remuneração final (após aplicação do bónus/penalização) a aplicar por cada ORD, deve ficar dentro dos limites, mínimo e máximo, definidos na metodologia de indexação da taxa de remuneração em vigor.

Finalmente, o **CT** recomenda que a aplicação do mecanismo deve ser razoável e proporcional, especialmente no que se refere 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, propondo a exclusão dos efeitos destes últimos no cálculo do mecanismo.

Por sua vez, a **Floene** sugere à ERSE que avalie a possibilidade de alterar o princípio de simetria através da revisão do limiar superior. Mais precisamente, a Floene propõe que a banda neutra de variação de energia se situe entre -10% e +5%, mantendo-se o limite da banda de variação de energia de -20% a +20%, apresentando a justificação de que a revisão do limiar permitirá criar “...um incentivo efetivo para as empresas que desenvolverem projeções que venham a revelar-se, no mínimo, em linha com as reais”.

Adicionalmente, a **Floene** propõe que no desenho do incentivo deve ficar igualmente salvaguardado que a projeção de energia considerada como referência para a definição do IOPP seja ajustada proporcionalmente ao investimento realizado pela empresa no período e em função da natureza dos mesmos.

## **DECISÃO DA ERSE**

Considerando a concordância global dos comentários à proposta de aplicação do Incentivo à Otimização das Previsões de Procura, a ERSE mantém a sua proposta de introdução deste incentivo. Adicionalmente, tendo em consideração, também, a globalidade dos comentários no sentido de ficarem refletidos nas regras dois limites adicionais da taxa de remuneração efetiva a aplicar por cada ORD, nomeadamente o

máximo e o mínimo da metodologia de indexação das taxas de remuneração, a ERSE acolhe a recomendação por considerar que vai ao encontro das metodologias aplicadas na definição das taxas de remuneração dos ativos regulados.

Relativamente ao 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. Como descrito no “Documento justificativo de reformulação do Regulamento Tarifário do setor do gás”<sup>3</sup> da Consulta Pública nº 114, que suportou as propostas de revisão do RT do setor do gás, para o período de regulação que se inicia em 2024, 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<sup>4</sup>. No entanto, se existir a aprovação de um novo PDIRDG durante o decorrer de um PDIRDG anteriormente aprovado, as novas previsões de quantidades, apresentados 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.

No que se refere à preocupação demonstrada pela REN e 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 justificativo de reformulação do regulamento tarifário do setor do gás”<sup>5</sup> da Consulta Pública nº 114. 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, por ser mais sensível a variações estruturais no consumo. Por exemplo, no segundo ano de aplicação do IOPP o desvio de quantidades será 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

---

<sup>3</sup> Páginas 32, 34 e 35.

<sup>4</sup> 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 regras do IOPP.

<sup>5</sup> Página 33 e seguintes.

do IOPP (se apenas existir um PDIRDG aprovado), o desvio de quantidades será 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. Adicionalmente, a definição de uma banda neutra de não aplicação do mecanismo (para desvios de energia inferiores a  $\pm 10\%$ ) e de uma banda com limites máximo e mínimo de desvio ( $\pm 20\%$ ) para atuação do incentivo, atenua a atuação do incentivo devido a efeitos de choques exógenos, não previsíveis.

Relativamente à sugestão apresentada pelo CT no seu Parecer à “Proposta de Tarifas e Preços de gás para o ano gás 2023-2024 e Parâmetros para o período de Regulação 2024-2027” e à proposta da Floene sobre a possibilidade das quantidades previstas nas propostas de PDIRDG poderem ser revistas para efeito de aplicação do IOPP, a ERSE acolhe naturalmente essa sugestão, 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. Nesse sentido, a ERSE incluiu nas regras deste mecanismo a possibilidade de as previsões de quantidades poderem ser revistas entre o momento inicial de submissão da proposta de PDIRDG para Parecer da ERSE e o momento final de aprovação, estabelecendo que a revisão de quantidades deve respeitar o rácio inicial entre (i) a soma do RAB<sup>6</sup> com o investimento proposto no PDIRDG, e (ii) as respetivas quantidades totais apresentadas no PDIRDG. Caso a aprovação final, pelo membro do Governo responsável pela área da energia, altere a proposta de investimento, então as quantidades são igualmente alteradas, na proporção do rácio entre o novo valor aprovado dos investimentos e o valor dos investimentos apresentado na proposta de PDIRDG para Parecer da ERSE.

---

<sup>6</sup> *Regulatory Asset Base*, isto é, o ativo líquido remunerado.

## 5.2 MONITORIZAÇÃO E VALIDAÇÃO ECONÓMICO-FINANCEIRA

### 5.2.1 INTRODUÇÃO DO PRINCÍPIO DE SUSTENTABILIDADE FINANCEIRA NAS ENTIDADES REGULADAS DO SETOR DO GÁS

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A ERSE propôs, à semelhança do RT do setor elétrico, a introdução de um princípio de sustentabilidade da estrutura financeira nas entidades reguladas do setor do gás, assente na monitorização e divulgação pela ERSE de indicadores de caracterização da sua situação económico-financeira. Este princípio tem como objetivo central a antecipação de risco de incumprimentos financeiros ou níveis de solvência desadequados nas entidades reguladas.

#### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

O CT e a maior parte das empresas que comentaram esta proposta (grupos **GALP**, **EDP**, **REN**) entendem e reconhecem a relevância da introdução deste princípio, como medida preventiva, e não apresentam qualquer objeção à pretensão da ERSE de reforçar a monitorização da situação financeira dos operadores das atividades reguladas. No entanto, as entidades apresentam as seguintes preocupações:

- Que não sejam condicionadas as opções de financiamento das empresas (decisões gestionárias), por decorrer da sua esfera de autonomia enquanto entidades de direito privado e do exercício dos seus poderes discricionários.
- Que os critérios de caracterização das situações ou níveis de risco que podem justificar a intervenção da ERSE, bem como os indicadores a utilizar na monitorização, sejam definidos com clareza e precisão, objeto de uma divulgação e apreciação prévia pelas partes interessadas.
- O processo de avaliação da sustentabilidade económico-financeira das empresas, por esta não depender unicamente de uma estrutura de capital adequada, seja complementado com a consideração de diversos aspetos determinantes dessa sustentabilidade, tais como, fatores fiscais, legislativos e regulatórios.

A **Floene** considera inadequado que a ERSE, enquanto entidade reguladora independente, faça juízos de valor sobre matérias que esta empresa considera serem da competência dos Conselhos de Administração

e que a ERSE intervenha ou se pronuncie sobre as estruturas e as condições de financiamento das empresas. Finalmente, o grupo **GALP** refere que não devem ser impostas às empresas condições que não existiam quando estas iniciaram a sua atividade e estabelecerem os seus planos de negócios e de atividade.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE regista a concordância do CT, assim como dos grupos Galp, REN e EDP de se incluir este princípio no RT, que visa sinalizar as empresas para que, dentro da sua discricionariedade, adotem políticas financeiras eficientes e sustentáveis.

Refira-se que, ao contrário do referido pelo grupo Galp, este princípio não configura o estabelecimento de novas regras que não existiam quando as empresas definiram os seus planos de negócios para desenvolverem as atividades reguladas. Pelo contrário, este princípio corresponde a um novo instrumento regulatório para assegurar o equilíbrio económico-financeiro, em condição de gestão eficiente, que, por sua vez, constitui um objetivo primordial da regulação das atividades abrangidas pelo RT.

Recorde-se que do mandato da ERSE decorre a necessidade de 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. Uma atividade ou entidade está equilibrada financeiramente quando esta possui uma estrutura financeira que lhe permite financiar os ativos necessários para o desenvolvimento da sua atividade de um modo competitivo e rentável e satisfazer as suas obrigações que essa mesma estrutura origina.

No entanto, a otimização deste objetivo está igualmente dependente das opções seguidas pelas empresas na gestão das finanças corporativas, nomeadamente, em termos de decisões de financiamento, de estruturação dos capitais, de investimento e de planeamento financeiro de curto e longo prazo. De facto, a situação financeira de uma empresa resulta, em grande parte, dos princípios e das condutas seguidas pela empresa nessas decisões.

Neste processo decisório cabe assim às empresas reguladas adotarem práticas que assegurem a sua capacidade de gerar valor e o seu equilíbrio financeiro, pelo que, ao contrário do referido pela Floene, as empresas devem igualmente ser responsabilizadas pelas suas opções financeiras, sempre que das mesmas, o seu equilíbrio económico financeiro possa ser posto em causa.



No caso particular das infraestruturas do setor do gás, a importância económica e estratégica deste setor no contexto de prestação de um serviço público aliado ao maior período de vida útil inerente à sua natureza, requerem que as entidades responsáveis pela operação destas infraestruturas apresentem garantias de longevidade e capacidade de desenvolvimento da sua atividade de forma financeiramente sustentável.

Neste contexto, a atuação da ERSE assentará na monitorização das estratégias financeiras seguidas pelas empresas e dos seus impactes na rentabilidade e sustentabilidade económica e financeira das atividades reguladas e, em paralelo, na divulgação dessa monitorização e das respetivas conclusões ao CT e aos agentes em causa. Decorrente destas análises, a ERSE atuará<sup>7</sup>, dentro das suas competências e dos procedimentos instituídos, sempre que as decisões de financiamento das empresas comprometam o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas.

Pelo menos nesta primeira fase de aplicação do princípio, a intervenção da ERSE não será automaticamente desencadeada com o não cumprimento de rácios financeiros predefinidos. Considera-se que a complexidade, por um lado, das relações empresariais no seio dos grupos e, por outro, das condicionantes externas não controláveis pelas empresas (legais, geopolíticas, etc.) obriga a que as análises realizadas no quadro da sustentabilidade financeira das atividades reguladas tenham um carácter holístico, conjugando uma avaliação quantitativa, assente em diferentes rácios financeiros e económicos, que serão divulgados juntamente com a publicação dos exercícios de monitorização acima referidos, com uma avaliação qualitativa que contextualiza o desempenho das empresas em causa.

## 5.2.2 INTRODUÇÃO DO PRINCÍPIO DE RACIONALIZAÇÃO DOS CUSTOS FINANCEIROS DE ESTRUTURA E GESTÃO INCORPORADOS NO ATIVO REMUNERADO

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A ERSE propôs a introdução de um princípio de racionalização dos custos financeiros, de estrutura e gestão, associados aos custos de investimento, através da avaliação e reponderação das naturezas de custo que poderão ser sujeitas a capitalização por via regulatória.

---

<sup>7</sup> A atuação do regulador decorrente da avaliação da sustentabilidade financeira das empresas reguladas é prática noutros países, como seja em Espanha (*vide* os seguintes documentos da CNMC: Comunicação 1/2019, de 23 de outubro, Circular 5/2019, de 5 de dezembro e Circular 6/2019, de 5 de dezembro).

## SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

O CT e as empresas que deram comentários relativos a este princípio (**Floene**, **Grupo EDP** e **Grupo REN**) concordam com o aprofundamento do conhecimento dos custos de estrutura e gestão, defendendo que sejam seguidas regras explícitas e incontestáveis sobre os critérios de capitalização de gastos nos valores dos ativos. Para este efeito, estas entidades referem a possibilidade do reporte da informação associada a esta temática ser objeto de opinião e certificação por parte de auditores financeiros externos e independentes enquanto peritos técnicos autorizados nestas matérias. Adicionalmente, estas entidades apresentam a preocupação da definição, na esfera de atuação da ERSE, de critérios diferentes dos adotados pelas empresas, poder impactar em diferenças relevantes entre a contabilidade estatutária e a contabilidade regulatória, resultando em impactos negativos no processo de reporte da informação e em custos acrescidos para o SNG.

Em particular, o CT e as empresas (**Floene**, **Grupo EDP** e **Grupo REN**) referem que a capitalização de todos os custos de investimento se encontra devidamente enquadrada no normativo contabilístico em vigor, nomeadamente no Sistema de Normalização Contabilística (SNC) e nos *International Accounting Standards* (IAS), destacando-se o IAS16 e o IAS38. Adicionalmente, o **grupo REN** e a **Floene** defendem que os montantes capitalizados nos valores dos ativos constam nas contas das empresas certificadas por entidade independente.

## DECISÃO DA ERSE

A ERSE toma boa nota da remissão feita pelo CT e várias empresas, dando nota que a capitalização de todos os custos de investimento se encontra devidamente enquadrada no normativo contabilístico em vigor, nomeadamente no SNC e nos IAS, destacando-se o IAS16 e o IAS38. No entanto, a ERSE não acompanha essa interpretação do normativo por parte do CT e destas empresas. Refira-se que a IAS 16 refere, taxativamente, que “não prescreve a unidade de medida para reconhecimento, i.e., aquilo que constitui um item do ativo fixo tangível. Assim, é necessário exercer julgamentos ao aplicar os critérios de reconhecimento às circunstâncias específicas de uma entidade”<sup>8</sup>. Adicionalmente, estas normas também referem que as entidades devem avaliar segundo este princípio todos os custos dos seus ativos. Ainda neste contexto, a ERSE remete para a IAS 23 e NCRF 10, na matéria relativa à capitalização dos encargos

---

<sup>8</sup> No caso da Norma Contabilística de Relato financeiro (NRCF) 7, normativo contabilístico nacional, é referido a necessidade de “exercer juízos de valor”.

financeiros, as quais estabelecem que o reconhecimento dos encargos financeiros nos custos dos ativos pode exigir o exercício de julgamento ou de bom senso.

Pelo exposto, constata-se serem as próprias normas contabilísticas a reconhecerem a necessidade de as entidades ponderarem, decorrente da especificidade de cada situação, quais os critérios de capitalização dos gastos aplicáveis. As normas contabilísticas são abertas e generalistas para permitir a aplicação flexível do normativo à realidade de cada empresa. O próprio normativo reconhece a dificuldade da harmonização de critérios para todas as atividades, procurando, por via da exemplificação, apresentar algumas orientações para a definição das naturezas de custos que podem ser incluídas no valor dos ativos e as que não devem ser incluídas. Decorrente da observação de critérios e materialidades distintas dos procedimentos, de capitalização de custos, no setor do gás, importa conhecer e monitorizar as práticas das empresas deste setor para garantir a racionalização dos procedimentos adotados. Para este objetivo é necessário consensualizar critérios e naturezas por forma a assegurar um tratamento regulatório equitativo, que incentive eficazmente a eficiência económica das atividades reguladas e evite distorções económicas e financeiras, como por exemplo, subsidialidades cruzadas entre atividades reguladas e não reguladas.

### **5.3 DEVOLUÇÃO E REPERCUSSÃO TARIFÁRIA DE CRÉDITOS DEVIDOS AOS CLIENTES POR PARTE DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTA**

#### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

A ERSE propôs uma simplificação do processo de devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte dos comercializadores de último recurso retalhista, nomeadamente, que esta devolução seja efetuada por dedução dos créditos aos proveitos permitidos da atividade de comercialização no apuramento do ajustamento de s-2. Por esta razão, estes créditos serão considerados na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, em lugar da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte determinada pela redação atual do artigo 131.º.

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

O CT não comentou o presente tema. O **Grupo GALP** e o **Grupo Floene** concordam com a medida proposta de simplificação de devolução e repercussão tarifária de créditos.

## **DECISÃO DA ERSE**

Na ausência de comentários negativos relativos à proposta apresentada, a ERSE mantém a decisão de alteração conforme o apresentado na consulta pública.

## 6 COMENTÁRIOS GERAIS RELATIVOS À INFORMAÇÃO A FORNECER À ERSE PELAS ENTIDADES REGULADAS

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Esta proposta corresponde à simplificação, harmonização e flexibilização das regras de reporte, reforçando a coordenação entre a informação solicitada no RT e as normas complementares de reporte financeiro e operacional aprovadas pela ERSE que são publicadas no seu site.

### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

O sentido geral dos comentários foi positivo, tendo o **CT** indicado que não tinha nada a opor à proposta da ERSE, considerando que “contribui para uma melhor organização e coerência de todo o complexo regulatório pelo qual a ERSE é responsável.”.

A **REN Portgás** também entende como positiva a simplificação das regras no articulado do RT, para que se evite a sua desatualização face ao reporte anual das contas reguladas. Contudo, alerta para a importância da atualização e aprovação atempada das normas complementares de relato financeiro e operacional, de modo a dar tempo suficiente aos operadores para as implementar.

O **Grupo Galp** apresenta sugestões mais detalhadas para os seguintes temas:

- Localização da informação publicitada on-line (artigo 223.º C, n.º 2): indica que deve ser definida a periodicidade de atualização desta informação e um prazo para o primeiro envio, propondo ainda que a ERSE defina uma “lista template” por forma a agilizar a entrega desta informação pelos agentes.
- Compensações no âmbito de processos sancionatórios não entregues a clientes (artigo 223.º-B, nº1): nota que deve ser definido o prazo a partir do qual se deve considerar uma compensação como não entregue ao cliente.
- Informação a fornecer à ERSE pelo comercializador do SNG (artigo 191.º, n.º 1): refere que desde o ano gás 2022-2023 que a ERSE inclui na estimativa de custo de aquisição de gás do Comercializador do SNG uma parcela relativa a encargos de neutralidade. Para tornar o RT coerente com a prática adotada, propõem que estes encargos sejam incluídos como parte da

informação a apresentar à ERSE pelo Comercializador do SNG. Nesse caso, indicam que as fórmulas de cálculo dos proveitos do Comercializador do SNG devem ser revistas em conformidade.

- Alteração da data de envio à ERSE dos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT) (artigo 192.º): alerta para a possibilidade de a Autoridade Tributária por vezes alterar a data de entrega dos DFPT, o que tornaria a data definida pela ERSE na proposta de articulado mais difícil de cumprir. Assim, sugerem que a data não seja alterada, mantendo-se a 15 de outubro, em conjunto com as contas reguladas auditadas.

## DECISÃO DA ERSE

A ERSE partilha da preocupação da REN Portugal com a calendarização dos processos de revisão de normas e, na medida do possível, tem sempre procurado incorporar nesses processos o objetivo da sua conclusão atempada. Contudo, entende-se que os procedimentos previstos no RT já acautelam o tempo necessário para que as empresas possam preparar a informação real e previsional de acordo com as novas normas, visto que se aplicam ao primeiro reporte real referente ao ano em que são publicadas.

Na questão levantada pelo Grupo Galp sobre a localização da informação publicitada on-line (artigo 223.º C, n.º 2), a ERSE concorda que a definição de tempo para o cumprimento é necessária, pelo que acolhe o comentário, alterando o RT nesse sentido. Assim, no ponto 2 do artigo 223.º-C estabelece-se para todos os agentes a periodicidade anual para a indicação à ERSE da localização nas respetivas páginas na internet de todas as informações que devam ser publicitadas, e adicionalmente o prazo de 10 dias contados de qualquer alteração realizada, sem prejuízo dos prazos e formatos previstos regulamentarmente para as respetivas obrigações de reporte, prestação e disponibilização de informação. Esclarece-se também, no ponto 3, que o primeiro reporte de informação deve ser efetuado no prazo de 60 dias após a entrada em vigor do RT. Já o comentário referente à “lista *template*” não merece acolhimento.

Relativamente ao comentário do Grupo Galp sobre a definição de um prazo no âmbito de processos sancionatórios não entregues a clientes, considera-se que, como os processos de contraordenação que resultam no pagamento de compensações são decididos por transação, o prazo e as condições para o respetivo pagamento são estabelecidos no âmbito desse processo, tendo em conta a sua especificidade. Desta forma, não se acolhe a proposta apresentada.

Os custos com os encargos de neutralidade, que decorrem do definido no Procedimento n.º 14 do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG (MPGTG), estão a ser pagos pelo CURg e pelo

comercializador do SNG. No entanto, apenas têm sido expressamente reportados no caso do CURg. Assim, a ERSE acolhe positivamente a sugestão da Galp, passando a incluir no RT, no artigo 112.º de imputação dos custos de aquisição de GN por parte do comercializador do SNG ao CURg, uma parcela do custo unitário respeitante à parte dos encargos de neutralidade a alocar ao CURg. Em paralelo, o Comercializador do SNG deverá incluir na informação a fornecer à ERSE, esta parcela dos custos.

Quanto à questão da alteração da data de envio dos DFPT, a ERSE considera que a data para a entrega do DFPT não deve ser determinada pelo calendário regulatório, mas sim pelo calendário definido pela Autoridade Tributária, uma vez que é um documento de natureza estatutária e fiscal, e não regulatória. Contudo, de modo a acomodar eventuais alterações da data pela Autoridade Tributária, altera-se a redação do artigo 192.º e dos artigos equivalentes aplicáveis aos demais agentes, para passar a referir que os agentes devem enviar o DFPT à ERSE no prazo de 15 dias úteis após a data de envio estabelecida pela Autoridade Tributária.

## **6.1 ALTERAÇÃO DO PRAZO PARA PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO A PROPOSTA DE FIXAÇÃO EXCECIONAL DE TARIFAS**

### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

A ERSE propôs a alteração do prazo para o CT emitir parecer sobre proposta de fixação excecional de tarifas, de 30 dias contínuos para 10 dias úteis.

### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

Na presente consulta pública não foram recebidos comentários sobre esta matéria, inclusive do CT. Todavia, no âmbito da Consulta Pública n.º 113, relativa à revisão regulamentar do setor elétrico, com extensão aos setores do gás e do GPL canalizado, a secção do setor elétrico do CT manifestou a sua discordância com a proposta da ERSE, solicitando a manutenção do prazo de pronúncia em 30 dias.

## DECISÃO DA ERSE

A fixação do prazo de pronúncia deverá ser igual em ambos os setores regulados, pelo que, na ausência de comentários nesta consulta pública, consideram-se relevantes os comentários recebidos no âmbito da Consulta Pública n.º 113.

A ERSE compreende os argumentos aduzidos pelo CT no sentido de garantir o tempo necessário à tomada de decisão por um órgão colegial, notando, todavia, que as circunstâncias que exigem a atuação excecional da ERSE já têm impacto nos mercados e no equilíbrio económico das empresas. Assim, a sua atuação deverá ser tão célere e oportuna quanto possível, dado que a mesma se verifica *à posteriori* dos factos que justificam esta opção. Acresce que o processo de fixação excecional não tem as mesmas características dos processos ordinários de decisão tarifária, sendo exercícios de natureza urgente, menos exaustivos e temporários, sujeitos a revisão de decisão num curto espaço de tempo.

Face ao exposto, numa perspetiva de equilíbrio das posições manifestadas, decide-se pela alteração do prazo de pronúncia do CT em situações de fixação excecional de tarifas, para **20 dias contínuos**.



## 7 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

O presente capítulo enuncia os comentários da consulta pública que, pela sua especificidade, beneficiam de uma resposta mais dedicada, em complemento da justificação geral apresentada nos pontos anteriores.



## 7.1 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

7.1.1 TEMAS GENÉRICOS NÃO INCLUÍDOS NA CONSULTA PÚBLICA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>O CT considera uma prática que desvaloriza a importância das Consultas Públicas, em especial como garante da transparência processual, a integração das alterações propostas do RT do setor do gás, que colocou em Consulta Pública, na proposta de Tarifas e Preços para o ano gás 2023-2024 e Parâmetros para o período Regulatório 2024-2027, sem considerar os contributos que possam resultar da mesma.</p> <p>O CT releva que a inclusão de contributos recolhidos na Consulta Pública poderá conduzir a alterações com significado, citando, a título de exemplo, o Incentivo à otimização das previsões de procura, a Introdução do princípio de sustentabilidade financeiras das entidades reguladas e a Introdução do princípio de racionalização dos custos financeiros de estrutura e gestão incorporados no ativo remunerado.</p>	<p>A ERSE quer, antes de mais, sublinhar a relevância dos processos de consulta pública, que lhe permitem densificar, reforçar e legitimar as suas opções regulatórias. No entanto, a multiplicação das suas áreas de atuação fruto de várias circunstâncias, na maior parte das vezes não controláveis pela ERSE, dificultam cada vez mais a articulação dos processos de consulta pública de modo a assegurar uma participação tempestiva, abrangente e eficaz por parte dos diferentes <i>stakeholders</i> e, em particular, por parte dos conselhos tarifário e consultivo. Neste sentido, a ERSE compreende o desconforto do CT pelo facto da presente proposta de revisão do RT ter acompanhado a Proposta de Tarifas de gás 2023-2024. No entanto, a presente proposta de revisão do RT não implica uma alteração significativa da metodologia de cálculo dos proveitos para o próximo ano gás, à exceção da forma de recuperação dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC), os quais, por sua vez, não têm um impacto muito significativo no conjunto das atividades reguladas.</p>

7.1.1 TEMAS GENÉRICOS NÃO INCLUÍDOS NA CONSULTA PÚBLICA	
	<p>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), a introdução dos princípios de sustentabilidade da estrutura financeira das entidades reguladas do setor do gás e a introdução do princípio 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, tem apenas um impacto residual no conjunto dos proveitos. No entanto, a ERSE toma boa nota do comentário do CT e envidará esforços, para assegurar uma melhor calendarização dos diferentes processos de consulta pública.</p>
<p><b>REN</b> - Prémio de leilão nos pontos com atribuição de capacidade</p> <p>Artigo 21.º</p> <p>“3 - O prémio de leilão proveniente das vendas de produtos de capacidade agrupada, agrupando produtos de capacidade nos pontos de entrada e saída da rede de transporte com produtos de capacidade de outras</p>	<p>A formulação vigente do artigo 21.º visa clarificar a alocação por infraestrutura no caso de existir um prémio de leilão em vendas de produtos de capacidade agrupada, como é o caso do processo de regaseificação de GNL, que envolve simultaneamente a atividade de regaseificação de GNL e a entrada na rede de transporte. Ocorrendo um prémio de leilão, que representa uma determinada percentagem face ao somatório dos preços de reserva de cada infraestrutura, essa percentagem deve aplicar-se</p>

7.1.1 TEMAS GENÉRICOS NÃO INCLUÍDOS NA CONSULTA PÚBLICA	
<p>infraestruturas de gás, aplica-se separadamente a cada produto de capacidade de forma <b>proporcional</b> a cada preço de reserva.”</p> <p>Proposta de alteração</p> <p>“3 - O prémio de leilão proveniente das vendas de produtos de capacidade agrupada, agrupando produtos de capacidade nos pontos de entrada e saída da rede de transporte com produtos de capacidade de outras infraestruturas de gás, aplica-se separadamente a cada produto de capacidade de forma <b>aditiva</b> a cada preço de reserva.”</p>	<p>individualmente a cada preço de reserva individual. Assim, garante-se uma alocação proporcional, que tem em conta a importância relativa de cada infraestrutura. Obviamente, essa percentagem resulta no final num prémio de leilão que é convertido para preços de capacidade, os quais são adicionados separadamente ao preço de reserva de cada infraestrutura.</p> <p>Por este motivo, não se adota a proposta de alteração.</p>

## 7.1.2 TEMAS NÃO INCLUÍDOS NA CONSULTA PÚBLICA - CÁLCULO DO AJUSTAMENTO DA PARCELA I DA TARIFA DE UGS

Comentário	Observações da ERSE
<p>A <b>Floene</b> refere que é mantida a fórmula dos proveitos permitidos e cálculo do ajustamento da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), nomeadamente pela inclusão da parcela referente ao desconto / financiamento da tarifa social.</p> <p>Adicionalmente, a Floene refere que, desde 2018, o ajustamento da parcela I da tarifa de UGS, calculado e publicado pela ERSE, não coincide com a fórmula indicada. Esta inconsistência resulta na dedução do custo com o financiamento / desconto da tarifa social previsto ao valor faturado pelo operador de rede de distribuição, pela aplicação da parcela I da tarifa de UGS reportado pelo ORD.</p>	<p>A ERSE considera que a fórmula de cálculo do ajustamento da parcela I da UGS se encontra em conformidade com a legislação em vigor relativa à tarifa social. Saliente-se que é importante diferenciar a questão tarifária, onde se deve considerar o facto de existir um desconto que não permite que determinada tarifa recupere todos os proveitos junto dos consumidores, da questão do financiamento do desconto.</p> <p>É naturalmente a perspetiva tarifária que se encontra plasmada no RT na fórmula do referido ajustamento. Contudo, importa indicar que o reporte efetuado pela empresa nas normas de relato financeiro não permite uma leitura direta, e em coerência com o definido no RT, da faturação da parcela I da tarifa UGS, na qual deve ser considerado o desconto da tarifa social, o que obriga a ERSE a deduzir o montante desse desconto ao valor de faturação reportado pela empresa. Recorde-se que os ORD não recuperam todos os seus proveitos através da faturação da parcela I da UGS e que essa diferença resulta, precisamente, da aplicação do desconto da tarifa social.</p> <p>Assim, e de forma a evidenciar este fluxo, a ERSE mantém a fórmula de cálculo existente.</p>



ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

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](mailto:erse@erse.pt)

[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

