

CONSULTA PÚBLICA 96

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Proposta de reformulação do Regulamento Tarifário

SETOR GÁS



ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	REGULAMENTO TARIFÁRIO	3
2.1	Injeção de gases renováveis na rede	3
2.1.1	Criação da função de compra e venda de gases de origem renovável pelo CURg.....	3
2.1.2	Tratamento tarifário para a injeção na rede pública de gases renováveis ou de baixo carbono	6
2.1.3	Planos de promoção da injeção de outros gases na infraestrutura	11
2.2	Alterações de melhoria e atualização do regulamento tarifário	14
2.2.1	Revisão do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados à procura.....	14
2.2.2	Criação de um mecanismo de diferimento intertemporal do reconhecimento tarifário das receitas resultantes da aplicação de prémios de leilões de capacidade das infraestruturas	20
2.2.3	Alterações nos preços de reserva a aplicar aos produtos de capacidade interruptível para uso da rede de transporte.....	23
2.2.4	Extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de gás natural em média pressão.....	26
2.2.5	Preço médio de referência de venda a clientes finais	27
2.2.6	Transposição das matérias anteriormente prevista no RRC	28
2.2.7	Outros temas	30
2.3	Transporte de GNL em cisterna	38
2.4	Custos com alterações das instalações de utilização dos clientes no momento da sua ligação à rede de gás natural	42
3	ALTERAÇÃO DO ENQUADRAMENTO DO INCENTIVO À AQUISIÇÃO DE GÁS PELO CURG EM MERCADO	45
	ANEXO - CORRESPONDÊNCIA DE ARTIGOS INSERIDOS NO RTG COM OS ARTIGOS IDENTIFICADOS NO ARTIGO 3.º DO ANEXO II DO RRC DO SETOR ELÉTRICO E DO GÁS	47

1 INTRODUÇÃO

O Regulamento Tarifário estabelece os critérios e métodos para a formulação de tarifas e preços de gás, bem como o processo de cálculo e determinação dos proveitos permitidos e das tarifas, a aplicar pelos operadores das infraestruturas, o operador logístico de mudança de comercializador, o comercializador do SNGN e os comercializadores de último recurso, os quais têm em comum a regulação económica das suas atividades, pela ERSE.

O Decreto-Lei n.º 62/2020 introduz, entre outras alterações, uma nova atividade no setor do gás exigindo a revisão regulamentar do RT para se assegurar o devido tratamento tarifário das novas funções atribuídas às entidades reguladas, bem como a adaptação das regras de aplicação tarifária devidas pela injeção de gases renováveis e de baixo teor de carbono nas redes de transporte e distribuição de gás.

A presente consulta pública, apesar de centrada na adaptação dos regulamentos decorrentes da alteração da lei de bases do setor de gás, abrange um leque mais abrangente de temas visando melhorar a aplicabilidade do Regulamento Tarifário do Gás adequando-o à realidade atual, compatibilizar as disposições do RT do gás com o novo RRC do setor do elétrico e do gás, bem como propõe temas para discussão e alteração do RT, destacando-se os seguintes:

- a criação de um mecanismo de diferimento intertemporal do reconhecimento tarifário das receitas resultantes da aplicação de prémios de leilões de capacidade das infraestruturas;
- a reformulação das regras relativas à aplicação do tipo de desconto nos produtos de capacidade interruptível (ex-ante ou ex-post);
- a discussão do atual modelo de perequação dos custos de transporte de GNL em cisterna;
- uma nova proposta de regulamentação complementar, que permita incentivar a aquisição de gás natural em mercado.

É também submetido a discussão pública o tema relativo ao reconhecimento de custos com a alteração das instalações de utilização de clientes, para o qual se não se apresenta ainda uma proposta de alteração regulamentar, privilegiando a recolha de comentários e a preparação da proposta subsequente.

O documento de enquadramento da presente consulta descreve o procedimento de consulta, bem como detalha o modo de participação.

2 REGULAMENTO TARIFÁRIO

A presente revisão do Regulamento Tarifário (RT) é motivada essencialmente pela necessidade de proceder a alterações que assegurem a plena aplicação da legislação de bases do setor de gás. O Decreto-Lei n.º 62/2020 prevê um novo ator no mercado do gás, do lado da produção, nomeadamente o produtor de gases de origem renovável ou de gases de baixo teor de carbono. Neste contexto importa adaptar o RT, designadamente, no que respeita à caracterização da função de compra e venda de gases renováveis na rede de gás pelo comercializadores de último recurso grossista (CURg), bem como ao tratamento tarifário da injeção de gás na rede. As alterações propostas pela ERSE são limitadas ao cumprimento da obrigação legal de atualização regulamentar associadas ao Decreto-Lei n.º 62/2020 e melhoramentos do RT identificados como oportunos e necessários, por exemplo, os decorrentes da revisão do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), a atualização das matérias relativas compensações devidas pelo incumprimento do RQS, a revisão do mecanismo de diferimento dos desvios associados à procura de gás na atividade de transporte, a criação de um mecanismo de diferimento do reconhecimento tarifário das receitas provenientes de prémios de leilão de atribuição de capacidade nas infraestruturas, entre outras detalhadas nos pontos seguintes.

Adicionalmente, aproveita-se a oportunidade para colocar em consulta pública o mecanismo de incentivo para a progressiva aquisição de gás natural em mercado pelo CURg, bem como o tratamento regulamentar e tarifário da atividade de transporte de GNL em cisterna.

2.1 INJEÇÃO DE GASES RENOVÁVEIS NA REDE

2.1.1 CRIAÇÃO DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE GASES DE ORIGEM RENOVÁVEL PELO CURG

A publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, veio determinar que a estratégia de descarbonização do setor energético nacional, com vista a alcançar a neutralidade carbónica em 2050, tenha igualmente em conta o setor do gás, regulamentando a introdução de injeção de gases renováveis na rede nacional de gás, e criando as condições regulatórias para a definição das quotas de incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono para os agentes de mercado do setor.

A operacionalização desse objetivo passa por incorporar no combustível circulante na rede pública de gás outros gases, nomeadamente, o biogás e o hidrogénio, gerados a partir de fontes renováveis, através, por

exemplo, de resíduos orgânicos e de biometano de origem biológica ou através da sua produção com recurso a energia elétrica produzida através de fontes endógenas renováveis.

Para tal, é determinado que o comercializador de último recurso grossista (CURg) passe a ter a função de facilitador entre a produção e a comercialização desses gases, assegurando a aquisição dos gases de origem renovável e dos gases de baixo teor de carbono que lhe sejam requisitados pelos demais agentes do mercado para o cumprimento das quotas mínimas de incorporação. Essa compra pelo CURg, para revenda, poderá ser subsidiada com vista a aproximar ou igualar o preço dos gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono ao do gás natural, sendo o diferencial financiado através do Fundo Ambiental, de forma a não onerar os consumidores.

O CURg passa, assim, a proceder à compra aos produtores de gases de origem renovável e à venda, aos preços de referência diários do MIBGAS, desses gases aos comercializadores de último recurso retalhistas, aos comercializadores em regime de mercado e aos consumidores que os adquiram diretamente por recurso a contratos de fornecimento bilaterais ou a mercados organizados.

Deste modo, importa garantir a separação entre os custos decorrentes da compra de gases de origem renovável para venda ao mercado regulado (fornecimento dos comercializadores de último recurso retalhistas), dos que se destinam ao abastecimento dos comercializadores em regime de mercado e de consumidores que os adquiram diretamente.

Para operacionalizar a aplicação dessas disposições plasmadas no artigo 64.º, do Decreto-Lei n.º 62/2020, a ERSE propõe introduzir algumas disposições no Regulamento Tarifário, que permitam segregar os custos de aquisição dos gases de origem renovável, por parte do CURg, garantindo que o diferencial de custos desses gases face ao gás natural não onere os consumidores do setor do gás.

Para tal, cria-se uma nova função da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhistas do CURg. Para garantir a segregação dos custos entre o mercado regulado e o mercado livre, os proveitos permitidos da nova função de compra e venda dos gases de origem renovável para fornecimentos aos comercializadores de último recurso retalhistas devem corresponder exclusivamente ao custo dos gases de origem renovável adquiridos para fornecimento dos comercializadores de último recurso retalhista, valorizado aos preços de referência diários do MIBGAS, acrescido dos custos de funcionamento desta atividade, na proporção das quantidades fornecidas aos comercializadores de último recurso retalhista. Estes custos de funcionamento serão aceites pela ERSE, caso os mesmos sejam justificados e comprovadamente eficientes.

No que se refere à aquisição pelo CURg dos gases de origem renovável, o diferencial entre o custo de aquisição pago pelo CURg aos produtores e o preço de referência diário do MIBGAS, é subsidiado pelo Fundo Ambiental.

Os ajustamentos de s-1 e de s-2 da nova função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhistas, apenas corrigem os desvios ocorridos dos custos afetos aos comercializadores de último recurso retalhistas, associados a desvios nos custos de funcionamento e nas quantidades vendidas ou ainda no preço do MIBGAS. Desta forma, os ajustamentos desta atividade não internalizam quaisquer custos relacionados com o diferencial entre o preço de aquisição dos referidos gases e o preço de referência do MIBGAS, ficando a cargo do CURg e do Fundo Ambiental a recuperação de desvios dos custos ocorridos que resultem desse diferencial, tal como foi estabelecido no Decreto-Lei n.º 62/2020, com o objetivo de não onerar os consumidores com esta incorporação de gases de origem renováveis nas infraestruturas de rede.

De referir que os ajustamentos desta função são recuperados pela parcela II da tarifa de uso global do sistema, à semelhança do que já acontecia anteriormente para a atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhistas.

Registe-se, também, que atualmente, o Regulamento Tarifário do gás prevê a atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de Último Recurso que contempla a existência de duas funções: i) 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, do Comercializador de SNG, e ii) compra e venda de gás natural em mercados organizados ou através de contratos bilaterais. Com a alteração regulamentar proposta, a atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos Comercializadores de Último Recurso retalhistas passará a contemplar, para além das duas funções anteriormente referidas, a função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhistas.

Decorrente desta alteração a tarifa de energia passará a incluir a componente de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhista, pelo que será denominada por tarifa de Energia da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhista.

No que respeita à solicitação de informação relacionada com a nova função de compra e venda de gases de origem renovável pelo CURg, o RT passa a estabelecer a necessidade de envio à ERSE, do seguinte:

1. quantidade de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono adquirido, por fornecedor e fornecido, por cliente, com discriminação mensal;
2. custos com a aquisição de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, no âmbito da função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhistas e aos comercializadores;
3. os montantes faturados relativos ao fornecimento de gás de origem renovável repartido entre Comercializadores de último recurso retalhistas e comercializadores e montantes recebidos do Fundo Ambiental.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

1. Criação da função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhista, em que se apuram os proveitos decorrentes da compra e venda de gases de origem renovável por parte do CURg, para fornecimento no mercado regulado. Pedidos de informação atualizados em conformidade.
2. Alteração dos artigos 7.º, 99.º, 99.º-A, 124.º, 124.º-A, 155.º, 156.º, 158.º e criação do artigo 101.º - A.

2.1.2 TRATAMENTO TARIFÁRIO PARA A INJEÇÃO NA REDE PÚBLICA DE GASES RENOVÁVEIS OU DE BAIXO CARBONO

A produção de gases de origem renovável conduz à necessidade de prever a injeção de gases renováveis ou de baixo carbono como ponto de entrada na rede de transporte de gás natural. Assim, propõe-se que sempre que a injeção de gases de origem renovável ou gases de baixo teor de carbono ocorra na rede de transporte, esse ponto de injeção seja considerado como um ponto de entrada, ficando sujeito ao pagamento da tarifa de uso da rede de transporte a aplicar nesse ponto de entrada. A variável de faturação deve ser a capacidade utilizada na injeção, uma vez que não se pretende aplicar um regime de reserva de capacidade à injeção destes gases. Na rede de distribuição a injeção destes gases não implicará a aplicação de uma tarifa uma vez que a tarifa de uso da rede de distribuição não segue o modelo de entrada-saída.

Enquadramento

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, estabelece no artigo 109.º os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas, salvaguardando no n.º 2 que o cálculo e a fixação das tarifas e preços regulados são

da competência da ERSE, através de regras e metodologias a prever no Regulamento Tarifário. Contudo, o n.º 6 desse artigo determina que, sem prejuízo do princípio da igualdade de tratamento e de oportunidades, o membro do Governo responsável pela área da energia pode determinar o tratamento tarifário diferenciado dos estabelecimentos de produção de gases de origem renovável e de produção de gases de baixo teor de carbono.

Acresce a este ponto que o Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março, que estabelece um código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás, não prevê a possibilidade de definir descontos específicos na aplicação das tarifas de transporte à injeção de gases renováveis ou de baixo carbono. Os descontos permitidos nesse regulamento europeu estão reservados ao conjunto de situações identificadas nos artigos 6.º e 9.º ¹. Esta interpretação encontra-se reforçada pelo relatório da Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) sobre a implementação do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, publicado em abril de 2020 ². Na secção 7.5 desse relatório a ACER esclarece que a opção do regulador alemão (BNetzA) de aplicar um desconto de 100% aos pontos de entrada a partir de instalações de biogás é contrária ao regulamento europeu. A ACER considera preferível que se desenvolva um enquadramento a nível europeu para determinar a melhor forma para apoiar os gases renováveis ou de baixo carbono.

Importa recordar que a metodologia tarifária atualmente aplicada pela ERSE na rede de transporte corresponde ao modelo entrada-saída, no qual se aplica uma tarifa no ponto de entrada para a rede de transporte e uma tarifa no ponto de saída da rede de transporte. Nos três pontos de interface entre a rede de transporte e as infraestruturas de Alta Pressão (AP), atualmente previstos no RT, aplica-se um regime de reserva de capacidade, sendo a variável de faturação da tarifa de uso da rede de transporte a capacidade contratada. Nos restantes pontos de interface da rede de transporte, designadamente os pontos de saída para clientes ligados em AP e redes de distribuição, a variável de faturação utilizada é a capacidade utilizada, não existindo um regime de reserva de capacidade.

¹ Nos termos do artigo 9.º do Regulamento (UE) 2017/460 são permitidos descontos específicos em pontos de interface da rede de transporte com instalações de armazenamento, em pontos de entrada a partir de instalações de GNL e em pontos de entrada a partir de infraestruturas destinadas a pôr termo ao isolamento dos Estados-Membros. Nos termos do artigo 6.º, n.º 4, alínea a), são ainda permitidos ajustamentos aos preços de referência em determinados pontos de entrada ou de saída para que os valores resultantes cumpram o nível competitivo relevante ('benchmarking' na redação inglesa).

² Em «[The internal gas market in Europe: The role of transmission tariffs](#)», ACER, de 6 de abril de 2020.

Mais concretamente, desde o ano gás 2019-2020 a ERSE aplica uma metodologia designada por metodologia modificada da distância ponderada pela capacidade³. Essa metodologia utiliza como informação os proveitos permitidos do operador da rede de transporte, a procura prevista por ponto de interface da rede, a utilização histórica da capacidade nos vários pontos e a distância entre os diferentes pontos da rede. No que respeita às últimas duas dimensões referidas não é possível determiná-las com antecedência para novos pontos da rede, como por exemplo, para os pontos de entrada a partir da injeção de gases renováveis ou de baixo carbono. Importa por isso prever regras transitórias que permitam aplicar as respetivas tarifas de transporte a partir do momento de funcionamento dos novos pontos de injeção.

A tabela seguinte apresenta um exercício de benchmarking no tratamento tarifário dado à injeção de gases renováveis ou de baixo carbono, designadamente na aplicação das tarifas de transporte.

Quadro 2-1 - *Benchmarking* da aplicação das tarifas de transporte noutros países europeus

Alemanha	Aplica um desconto de 100% às tarifas de transporte a pagar pela entrada na rede. Este desconto é visto pela ACER como contrário ao Regulamento (UE) 2017/460.
Bélgica	Propôs em consulta pública um desconto de 100% à injeção de gases renováveis. Seguindo a recomendação da ACER esse desconto não foi incluído na decisão final.
Espanha	Sem desconto nas entradas a partir de produtores de biogás. A tarifa resulta da aplicação da metodologia de preço de referência: o valor é mais reduzido na sequência da configuração da rede, uma vez que o ponto está mais próximos dos pontos de saída quando ponderado pelas respetivas capacidades.

Fonte: [Relatórios de análise](#) da ACER e consultas públicas de cada Estado Membro.

Motivação/Objetivo

Apesar de se considerar que a incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono é fundamental para a descarbonização do setor do gás, na prossecução do objetivo mais vasto de atingir a neutralidade carbónica até 2050, inscrito no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, o tratamento tarifário para a injeção de gases renováveis ou de baixo carbono deve ser não-discriminatório quando comparado com os outros utilizadores da rede. Esta opção justifica-se por diversos motivos. Em primeiro lugar, o Decreto-Lei n.º 62/2020 estabelece no artigo 109.º alguns princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas, entre os quais a ausência de subsídios cruzadas entre utilizadores e a

³ Ver secção 5.2 do documento «[Estrutura Tarifária no ano gás 2020-2021](#)» (ERSE, junho 2020).

«transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes». Em segundo lugar, no artigo 73.º do referido Decreto-Lei, estabelece-se a necessidade de conformidade com as «regras do mercado interno» (n.º 4). Daqui conclui-se que o espírito da Lei prevê que os gases renováveis ou de baixo carbono devem ter uma equiparação ao gás natural em termos económicos, não obstante o membro do Governo responsável pela área da energia poder determinar o tratamento tarifário diferenciado dos estabelecimentos de produção de gases de origem renovável e de produção de gases de baixo teor de carbono.⁴ Em terceiro lugar, e como referido anteriormente, o Regulamento (UE) 2017/460 não prevê a aplicação de descontos específicos para estas situações, sendo visto pela ACER como contrário ao Regulamento (UE) 2017/460.

No que respeita às regras transitórias para a determinação da tarifa de uso da rede de transporte a aplicar no ponto de entrada a partir da injeção de gases renováveis ou de baixo carbono, e na ausência de informação que permita a aplicação da metodologia de referência para o transporte, propõe-se tratar estes pontos como sendo equiparados ao ponto de entrada a partir do armazenamento subterrâneo, sem a aplicação do desconto de 100% aplicável ao armazenamento subterrâneo. A equiparação ao armazenamento assenta no racional de que os pontos de injeção de gases renováveis ou de baixo carbono serão tendencialmente pontos situados mais próximos dos pontos de consumo, tal como acontece com o armazenamento subterrâneo, que ocupa uma posição mais central da rede. A não aplicação do desconto de 100% assenta no facto de o Regulamento (UE) 2017/460 não prever a aplicação de descontos a este tipo de pontos.

Alteração proposta

Sempre que a injeção de gases de origem renovável ou gases de baixo teor de carbono ocorre na rede de **transporte**, esse ponto de injeção deve ser considerado como um ponto de entrada da rede de transporte, ficando sujeito ao pagamento de uma tarifa de uso da rede de transporte a aplicar nesse ponto de entrada. A variável de faturação a utilizar deve ser a capacidade utilizada, uma vez que não se pretende aplicar um regime de reserva de capacidade à injeção destes gases.

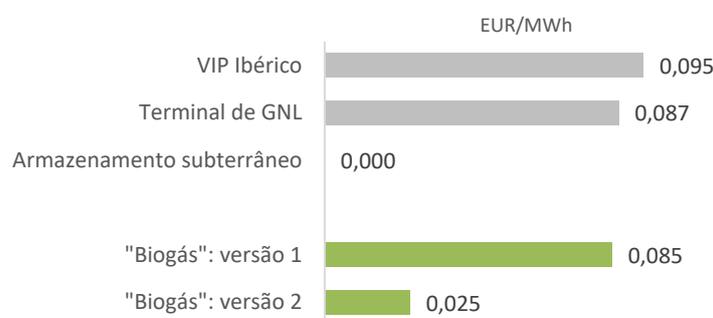
A definição de um preço para pontos de entrada a partir de injeção de gases renováveis e gases de baixo teor de carbono exigiria um conjunto de informação que atualmente não está disponível, designadamente a distância face aos restantes pontos de saída e a utilização da respetiva capacidade técnica do ponto de

⁴ Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, artigo 109.º, n.º 6.

entrada. Na ausência dessa informação propõe-se estabelecer um regime transitório que seja não discriminatório e aderente à estrutura de custos da rede de transporte.

Como referido anteriormente, propõe-se aplicar como preço de entrada o preço de reserva aplicado ao ponto de entrada a partir do armazenamento subterrâneo, sem a aplicação do desconto de 100% aplicável ao armazenamento subterrâneo. O resultado desta regra transitória com base nas tarifas de transporte para o ano gás 2020-2021 está representado como «"Biogás": versão 2» na Figura 2-1. É ainda apresentado como ponto de comparação o resultado caso se aplicasse um preço de entrada médio ponderado, calculado a partir de todos os preços de entrada («"Biogás": versão 1»).

Figura 2-1 - Tarifas de uso da rede de transporte, por ponto de entrada, ano gás 2020-21



Nota: A versão 1 corresponde a um preço de entrada médio ponderado, calculado a partir dos preços de entrada praticados nos restantes pontos de entrada. A versão 2 corresponde ao preço de entrada aplicado ao armazenamento subterrâneo, sem a aplicação do desconto de 100% em vigor para o armazenamento subterrâneo. Os valores apresentados convertem os preços de capacidade para preços de energia, assumindo um fator de utilização de 100%.

Recorda-se que antes do início do novo período de regulação de 2024-2027, com implicações nas tarifas reguladas a partir de outubro de 2023, será necessário lançar uma nova consulta pública no âmbito do Código de Rede de Tarifas, Regulamento (UE) 2017/460. Nessa altura será possível rever o modelo tarifário aplicável ao transporte, incluindo o tratamento tarifário a dar a estes novos pontos de entrada da rede.

Em linha com o procedimento vigente na metodologia de preço de referência, não se propõe qualquer fator de correção entre os preços aplicados em capacidade contratada e os preços aplicados em capacidade utilizada, admitindo-se que ambas as dimensões são grandezas equivalentes. Sendo estas regras transitórias para acomodar eventuais ligações à rede nos próximos anos gás do período de regulação vigente, e não havendo mais informação disponível para orientar a tomada de decisão, não se considera pertinente definir já opções tarifárias específicas, tais como as tarifas flexíveis, que estão disponíveis em

alguns pontos de saída da rede de transporte. Por isso, propõe-se definir para já uma única modalidade de faturação, com base numa variável de faturação equivalente à variável «capacidade utilizada», definida para os pontos de entrega da rede. A variável será designada por «capacidade utilizada na injeção»⁵.

Sempre que a injeção de gases de origem renovável ou gases de baixo teor de carbono ocorre na rede de **distribuição**, e atendendo a que o modelo tarifário vigente não segue o modelo de entrada-saída, esse ponto de injeção deve ser considerado como um ponto de entrada da rede de distribuição, não ficando sujeito ao pagamento de uma tarifa de uso da rede de distribuição.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

3. Prever a injeção de gases renováveis ou de baixo carbono como ponto de entrada na rede de transporte de gás natural, com aplicação de um preço de entrada da tarifa de uso da rede de transporte, aplicada à capacidade utilizada na injeção.
4. Definir como variável de faturação a capacidade utilizada na injeção.
5. Definir regras transitórias para aplicar a tarifa de uso da rede de transporte a estes novos pontos.
6. Esta proposta implica alterações no Regulamento Tarifário, designadamente a alteração dos artigos 19.º, 21.º, 56.º, 57.º, 61.º e 130.º, e a criação dos novos artigos 63.º-A e 63.º-F.

2.1.3 PLANOS DE PROMOÇÃO DA INJEÇÃO DE OUTROS GASES NA INFRAESTRUTURA

O artigo 114.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, prevê que o Regulamento Tarifário possa estabelecer a implementação de planos de promoção da injeção de outros gases na infraestrutura.

O legislador, através do previsto na lei de bases do setor de gás, considera que a descarbonização do setor do gás atinge-se garantindo, a incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono no sistema, respeitando os constrangimentos técnicos e físicos do Sistema Nacional de Gás (SNG). É a sua expectativa que a utilização destes elementos de natureza renovável, incorporados na rede pública de gás, assegurem a continuidade do fornecimento de gás e a progressiva descarbonização do setor. Por outras palavras, espera-se que a incorporação de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de

⁵ Capacidade utilizada na injeção: A capacidade utilizada na injeção corresponde à máxima injeção diária registada nos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita, em kWh/dia, medida no ponto de receção da rede de transporte.

carbono possa contribuir para que as redes concessionadas não se tornem ociosas, permitindo a continuidade da sua utilização.

Nos termos da lei, constitui um objetivo de regulação da ERSE a garantia de que os operadores das redes do SNG recebem os incentivos adequados para um contributo efetivo para a descarbonização do setor, nomeadamente através da introdução de outros gases ⁶, cabendo nas obrigações de serviço público das concessionárias, entre outras, a promoção da eficiência energética e da descarbonização do SNG ⁷.

Diversos estudos a nível europeu tentam identificar as barreiras à promoção da descarbonização na sociedade e no setor do gás em particular⁸. No que respeita ao setor de gás, destaca-se um relatório da ACER ⁹, baseado num inquérito às entidades reguladoras, que avalia o estado atual e as condições da rede de transporte de gás para integrar os gases renováveis ou de baixo teor de carbono. Do estudo, publicado em julho de 2020, resulta que as condições da rede de gás são muito diversas a nível europeu, para a integração destes gases. Na maioria dos casos, os desenvolvimentos existentes estão em fase embrionária e dizem respeito a projetos piloto. Independentemente das condições de interoperabilidade que venham a ser definidas (relativamente às características do gás que permita a sua mistura na rede), as entidades reguladoras identificaram a necessidade de investimentos específicos na rede, que possibilitem a desejada integração dos gases renováveis e de baixo teor de carbono.

Do documento da ACER e CEER “The Bridge Beyond 2025” ¹⁰ resulta que a regulação dinâmica é um dos mecanismos regulatórios considerados adequados para abordar questões emergentes, devendo a mesma ser baseada na monitorização do mercado e na análise e ação das entidades reguladoras, no respeito das normas europeias relativas ao mercado interno de energia. Acrescenta ainda que a regulação deverá facilitar a integração de novos ativos, designadamente através de projetos-piloto que possam ser considerados projetos de pequena escala, e para os quais seja realizada a adequada diferenciação entre atividades competitivas e monopolistas.

⁶ Artigo 105.º, al. f) do Decreto-Lei n.º 62/2020.

⁷ Artigo 17.º, n.º 2, al. e) do Decreto-Lei n.º 62/2020.

⁸ Por exemplo, “[Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure](#)”, da Comissão Europeia, de abril de 2020; “[Investment needs in trans-European energy infrastructure up to 2030 and beyond](#)”, de julho de 2017, “[Do current regulatory frameworks in the EU support innovation and security of supply in electricity and gas infrastructure?](#)”, de março de 2019, entre outros.

⁹ [ACER Report on NRAs Survey. Hydrogen, Biomethane, and Related Network Adaptations](#), de 10 de julho de 2020.

¹⁰ Disponível em

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/SD_The%20Bridge%20beyond%202025/The%20Bridge%20Beyond%202025_Conclusion%20Paper.pdf.

Neste contexto, a ERSE propõe que o Regulamento Tarifário preveja a possibilidade dos operadores das redes, apresentarem à ERSE projetos de promoção da injeção de outros gases na infraestrutura, com o objetivo de criar um quadro claro, transparente e rigoroso, sobre o tipo e as condições em que podem ser aceites estas iniciativas exploratórias. Importa sublinhar que o objetivo destes planos é potenciar o estudo e desbloquear iniciativas que tenham relação direta e inequívoca com o acesso às redes e a preparação das infraestruturas para a receção de gases renováveis ou de baixo teor de carbono, considerando atividades que estão diretamente relacionadas e integradas nas competências destes operadores.

As propostas a apresentar pelos operadores das redes deverão conter informação que permita, por um lado, a identificação das barreiras a quebrar relativas ao acesso à infraestrutura para a injeção de outros gases, bem como a identificação dos custos e benefícios do projeto, incluindo as externalidades em termos sociais (por exemplo: ambientais). A ERSE assegura a avaliação e procede à divulgação do projeto, por todos os interessados, incluindo os consumidores. Sendo uma matéria emergente, cujo conhecimento está em fase de expansão e constante alteração, considera-se que a avaliação dos projetos deverá ser realizada caso a caso, com a melhor informação possível à data, sendo permitido à ERSE a promoção de debate e “benchmarking” dessa informação.

RECONHECIMENTO EM PROVEITOS

As tarifas de gás poderão passar a suportar custos referentes à implementação de projetos-piloto inovadores, por parte dos operadores das redes de transporte e de distribuição, desde que os mesmos sejam aprovados pela ERSE. A recuperação dos custos, associados à implementação de projetos piloto com carácter inovador, serão reconhecidos ao nível dos proveitos permitidos das atividades de transporte de gás e de distribuição de gás, fora do âmbito das metas de eficiência aplicadas aos custos operacionais. Neste sentido, foi criada ao nível dos proveitos da atividade de transporte de gás do operador da Rede de Transporte, uma parcela que permite acomodar os custos com a implementação de projetos piloto considerados relevantes para a ERSE, assim como outros custos que, pela sua natureza, possam não serem sujeitos a metas de eficiência. Ao nível da atividade de distribuição de gás, essa parcela já estava contemplada no articulado do Regulamento Tarifário.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

7. Previsão, no artigo 120.º A do RT, da possibilidade dos operadores das redes de transporte e de distribuição de gás apresentar à ERSE projetos de promoção da injeção de outros gases na infraestrutura, que visem a quebra de barreiras à injeção de gases renováveis ou de baixo teor de carbono na infraestrutura.
8. Alteração do artigo 84.º.

2.2 ALTERAÇÕES DE MELHORIA E ATUALIZAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

2.2.1 REVISÃO DO MECANISMO DE DIFERIMENTO INTERTEMPORAL DOS DESVIOS DE PROVEITOS ASSOCIADOS À PROCURA

Enquadramento

A volatilidade da procura tem impactos na determinação dos proveitos a recuperar pelas tarifas em cada ano nas atividades de alta pressão, que abrangem as atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, de Armazenamento Subterrâneo e também a atividade de Transporte de gás.

Por este motivo, a regulação da atividade de Transporte de gás inclui um mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios de proveitos associados a desvios da procura de gás.

Por princípio, este mecanismo visa atenuar o impacto da volatilidade da procura nos proveitos a recuperar pelas tarifas de uso da rede de transporte em cada ano, através do diferimento de uma parte dos ajustamentos associados a desvios das previsões da procura, sempre que tais ajustamentos excedam um determinado limite. Estes montantes diferidos são devolvidos nos três anos seguintes, sendo assegurada a neutralidade financeira para o operador e para o sistema tarifário. O limite que define a ativação do mecanismo é um parâmetro a fixar pela ERSE no início de cada período regulatório.

Refira-se, também, que o mecanismo é simétrico, ou seja, é ativado quer se os ajustamentos excedam o limite no sentido de devolução ao operador, quer se os ajustamentos excedam o limite no sentido da devolução ao sistema tarifário.

As duas figuras que se seguem representam a aplicação do mecanismo, mostrando a sua ativação no sentido da devolução ao operador e no sentido da devolução ao sistema.

Figura 2-2 – Mecanismo de diferimento dos desvios de proveitos da atividade de Transporte com desvios da procura de gás natural que aumentam os ajustamentos a devolver à empresa

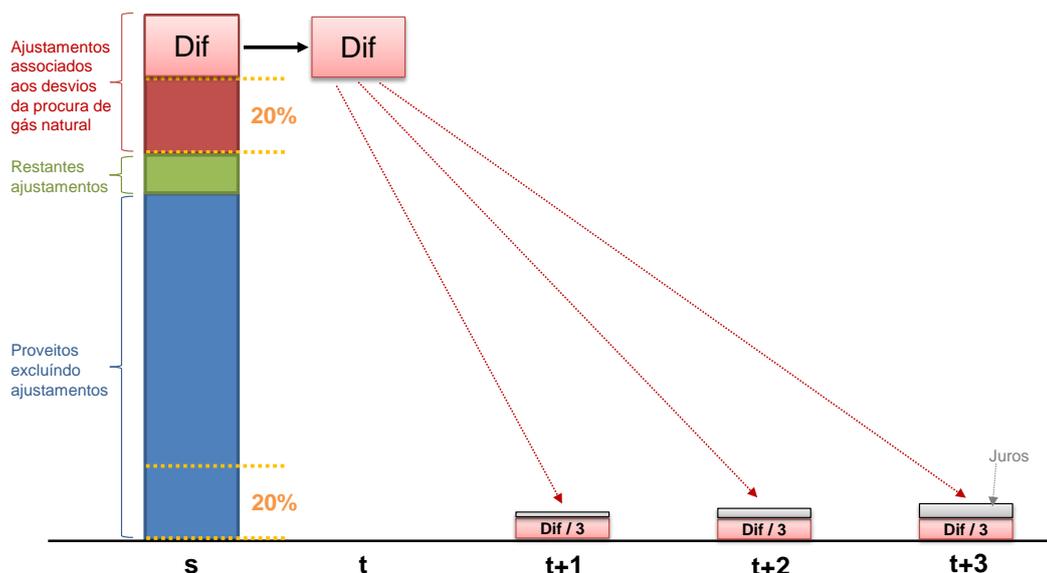
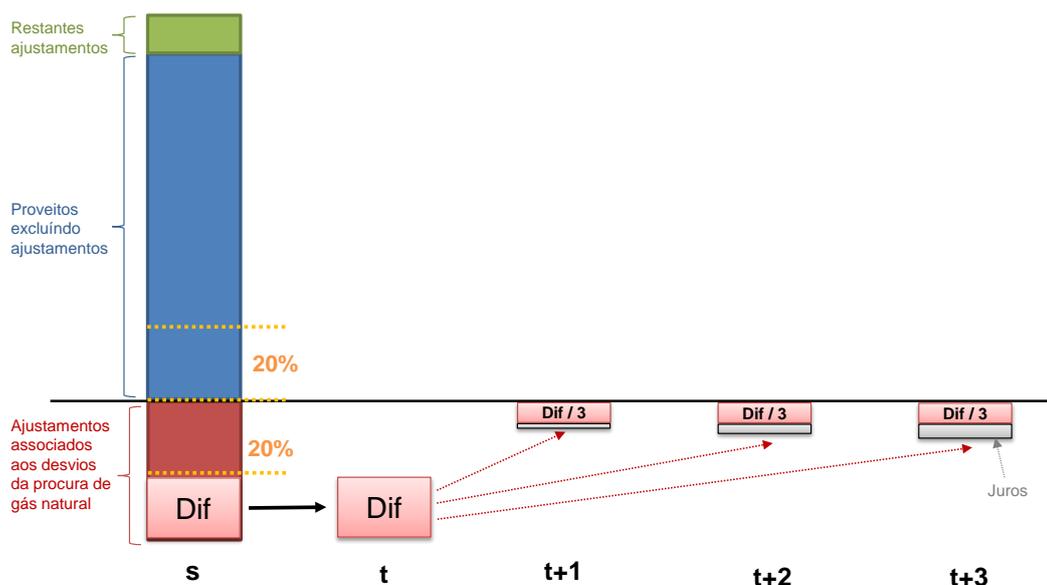


Figura 2-3 – Mecanismo de diferimento dos desvios de proveitos da atividade de Transporte com desvios da procura de gás natural que diminuem os ajustamentos a devolver à empresa



O referido mecanismo tem sido aplicado de acordo com o seguinte:

- as variáveis de faturação consideradas são a energia saída da rede de transporte;
- os desvios de proveitos associados à procura são determinados considerando o proveito unitário, líquido de ajustamentos, em EUR/MWh, para cada um dos anos $s-2$, $s-1$ e s ;
- o proveito unitário referido no ponto anterior multiplica pelo desvio entre a energia saída da rede de transporte prevista no cálculo tarifário e o correspondente valor real ou a melhor estimativa disponível para cada um dos anos $s-2$, $s-1$ e s , no momento em que se avalia o acionamento do mecanismo;
- a soma dos desvios obtidos desta forma para os anos $s-2$, $s-1$ e s é comparada com o nível de proveitos líquidos de ajustamentos do ano s , que é uma *proxy* do peso, em percentagem, dos ajustamentos associados a desvios da procura;
- a percentagem obtida, conforme descrito no ponto anterior, é comparada com o limite definido pela ERSE, que desde o ano gás 2016-2017 foi estabelecido em 20%;
- o montante de proveitos a diferir corresponde à parcela dos desvios dos proveitos associados à procura de gás, quer sejam positivos, quer sejam negativos, que excede o limite referido (20%), sendo a recuperação deste montante efetuada nos três anos seguintes, em parcelas iguais acrescidas de juros.

Motivação/Objetivo

De acordo com o previsto no Regulamento Tarifário, no caso da atividade de transporte no número 16 do artigo 84.º, a aplicação do ajustamento de $s-1$ está condicionada à análise prévia dos seus impactes tarifários, cabendo essa decisão à ERSE em cada exercício tarifário.

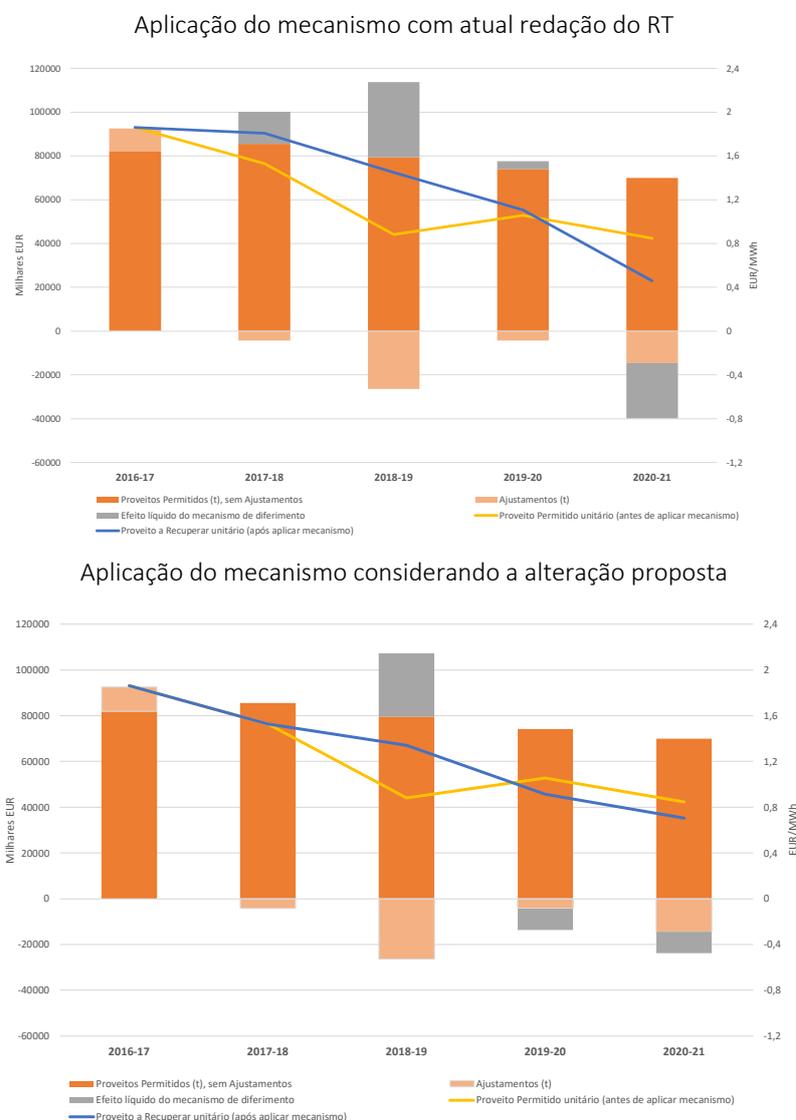
O objetivo das alterações agora propostas é considerar na formulação deste mecanismo as condições que reflitam as decisões regulatórias quanto à aplicação, ou não, dos ajustamentos de $s-1$ nos proveitos da atividade de transporte de gás, quer no ano gás a que respeita a aplicação do mecanismo de diferimento, quer no ano gás anterior.

Com esta alteração, a componente dos desvios da procura referente ao ano $s-1$, que integra a formulação do mecanismo, é incluída no caso do ajustamento do ano $s-1$ ser aplicado no ano gás a que o mecanismo respeita, sendo nula caso contrário.

De igual modo, quando se avalia a componente dos desvios da procura ocorridos no ano $s-2$, que integra a formulação do mecanismo, tem-se em conta se os ajustamentos de $s-1$ foram aplicados aos proveitos da atividade de transporte do ano gás anterior. Desta forma, o mecanismo quando aplicado anualmente é coerente com os ajustamentos de $s-1$ aplicados no próprio ano e já determinados no ano gás anterior, atuando de forma mais eficaz.

A figura que se segue apresenta a aplicação do mecanismo nos últimos anos, considerando no primeiro gráfico a redação atual do RT enquanto que o segundo gráfico considera, para os mesmos anos, a aplicação do mecanismo de acordo com a alteração agora proposta. Desde o início da sua implementação, o mecanismo apenas não foi aplicado nos anos gás 2016-2017 e 2020-2021.

Figura 2-4 – Proveitos Permitidos, Proveitos Unitários, Ajustamentos e os efeitos do mecanismo de diferimento da procura



Com a alteração proposta, o mecanismo seria aplicado de forma diferente face ao que se verificou, consoante tenha sido incluído o ajustamento de s-1, o que se verificou no ano gás 2013-2014, ou não tenha sido aplicado o ajustamento, tal como verificado nos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019.

Explicação da alteração Proposta

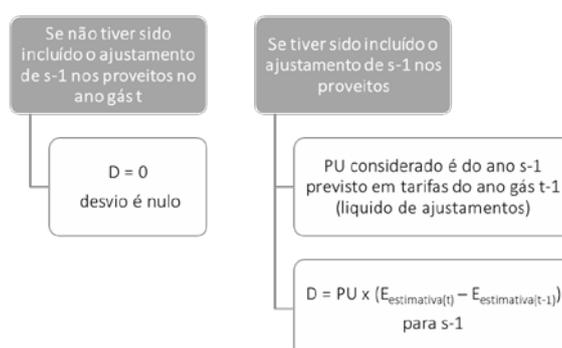
Propõe-se que a componente do desvio de proveitos associados à procura de gás ocorrido no ano s-2, que integra o mecanismo de diferimento, passa a ser calculada de forma a considerar, caso tenha sido aplicado, o ajustamento de s-1 nos proveitos da atividade de Transporte de gás do ano gás t-1, da seguinte forma:

- o proveito unitário, líquido de ajustamentos, considerado é o do ano $s-2$, previsto em tarifas do ano gás $t-1$;
- o proveito unitário referido no ponto anterior multiplica pelo desvio entre: i) a energia saída da rede de transporte verificada no ano $t-2$ e considerada no cálculo tarifário do ano gás t e ii) a estimativa desta energia para o ano $s-2$ feita em tarifas do ano gás $t-1$;
- sendo os restantes aspetos do cálculo idênticos, ao estabelecido na redação atual do regulamento tarifário.

Deste modo, é reconhecida a última estimativa do proveito unitário de $s-2$. Caso não tenha sido aplicado o ajustamento de $s-1$ nos proveitos da atividade de Transporte de gás do ano gás $t-1$, a componente do desvio de proveitos associados à procura de gás ocorrido no ano $s-2$ (que correspondia a $s-1$ em $t-1$) é considerada nos termos da formulação atualmente em vigor.

Para além da alteração do cálculo da componente do desvio de proveitos associados à procura de gás ocorrido no ano $s-2$, a presente proposta apresenta outra alteração por forma a incluir a componente do desvio de proveitos associados à procura de gás estimada para o ano $s-1$, que integra o mecanismo de diferimento. Esta última componente passa a ser calculada de acordo com o esquema apresentado na figura seguinte.

Figura 2-5 – Componente dos desvios de proveitos associados à procura ocorridos no ano $s-1$, de acordo com a nova metodologia



De forma mais detalhada:

- se não tiver sido aplicado o ajustamento de $s-1$ nos proveitos da atividade de Transporte no ano gás t , esta componente do desvio é nula;
- se tiver sido aplicado o ajustamento de $s-1$ nos proveitos da atividade de transporte, o proveito unitário, líquido de ajustamentos, considerado é o do ano $s-1$ previsto em tarifas do ano gás $t-1$;
- O proveito unitário referido no ponto anterior multiplica pelo desvio entre a energia saída da rede de transporte estimada para o ano $s-1$ em tarifas do ano gás t e a energia de saída da rede de transporte do ano $s-1$ prevista em tarifas do ao gás $t-1$;
- Sendo os restantes aspetos do calculo idênticos ao estabelecido anteriormente.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

9. Que a componente do desvio de proveitos associado à procura de gás ocorrida no ano $s-2$, que integra a formulação do mecanismo de diferimento, passe a ser calculada de forma a considerar a decisão de aplicação, ou não, do ajustamento de $s-1$ nos proveitos da atividade de Transporte de gás no ano gás $t-1$.
10. Que a componente do desvio de proveitos associado à procura de gás estimada no ano $s-1$, que integra a formulação do mecanismo de diferimento, passe a ser calculada de forma a considerar a decisão de aplicação, ou não, do ajustamento de $s-1$ nos proveitos da atividade de Transporte de gás no ano gás t .
11. Esta reformulação implica a alteração dos números 12 e 13 do artigo 84.º do Regulamento Tarifário.

2.2.2 CRIAÇÃO DE UM MECANISMO DE DIFERIMENTO INTERTEMPORAL DO RECONHECIMENTO TARIFÁRIO DAS RECEITAS RESULTANTES DA APLICAÇÃO DE PRÉMIOS DE LEILÕES DE CAPACIDADE DAS INFRAESTRUTURAS

ENQUADRAMENTO

Os mecanismos de atribuição de capacidade nas infraestruturas da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), são previstos no RARII e o detalhe dos

procedimentos dessa atribuição estão publicados no Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas (MPAI). As receitas provenientes da atribuição de capacidade nas infraestruturas integram a retribuição pelo uso das infraestruturas prevista no Regulamento Tarifário, nomeadamente as eventuais receitas provenientes da atribuição da capacidade das infraestruturas, em resultado da aplicação de prémios de leilões de capacidade.

O processo de atribuição de capacidade tem sido aplicado ao longo dos últimos anos, com alterações pontuais, relacionadas com o código de rede de atribuição de capacidade (Regulamento (UE) 2017/459 da Comissão, de 16 de março) e com a implementação de novos produtos de capacidade¹¹. A recente experiência da aplicação destes mecanismos aponta para uma inversão na utilização dos dois pontos de entrada no SNG, em particular o Terminal de GNL passou a ser o ponto de entrada preferencial face ao VIP Ibérico, que viu a sua utilização muito reduzida. As grandes solicitações de capacidade no terminal de GNL e no armazenamento subterrâneo, dos últimos anos gás, demonstram que estas infraestruturas têm sido utilizadas perto dos limites máximos da capacidade disponível. Assim, os operadores destas infraestruturas têm arrecadado receitas extra de grande montante, provenientes dos prémios de leilões de capacidade.

MOTIVAÇÃO/OBJETIVO

Os valores referentes aos prémios de leilão de capacidade recebidos pelos operadores de Terminal de GNL, de armazenamento subterrâneo de gás e de transporte de gás poderão corresponder a montantes de tal forma elevados que a sua reversão para a tarifa, a ocorrer por inteiro, pode gerar distorções tarifárias significativas no ano em que são recebidos, possibilitando mesmo que haja tarifas negativas em determinadas atividades. Refira-se, como exemplo, o verificado ao nível do Terminal de GNL, que em 2021 deverá receber receitas com o prémio de leilão de atribuição de capacidade superior ao montante habitual dos proveitos permitidos atribuídos para funcionamento da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. Se todo o valor a receber, referente a esse prémio de leilão, fosse revertido para a tarifa do ano gás 2021-2022, tal iria resultar na aplicação de preços negativos no Terminal de GNL. Este facto poderia ainda suscitar problemas concorrenciais relativamente às outras instalações similares da Península Ibérica.

¹¹ Capacidade interruptível nas interfaces entre a rede de transporte e as infraestruturas de alta pressão, bem como de capacidade firme adicional, resultante de operações de otimização da gestão das infraestruturas pelo GTG.

Desta forma, torna-se necessário implementar um mecanismo, a aplicar às atividades em que podem ocorrer situações da natureza acima descrita, ou seja, para situações em que o recebimento de prémios de leilão de atribuição de capacidade seja de tal forma elevado que possa perigar a estabilidade tarifária dessas atividades.

EXPLICITAÇÃO DA PROPOSTA

Por forma a mitigar os potenciais impactos tarifários resultante da reversão para as tarifas de valores referentes a prémios de leilão de atribuição de capacidade, que possam comprometer a estabilidade tarifária, propõe-se a implementação de um mecanismo que permita o diferimento por um determinado período, a fixar pela ERSE, dos valores correspondentes aos prémios de leilão recebidos em cada ano pelos operadores das infraestruturas, quando tal se justifique.

O mecanismo consiste em considerar a reversão para a tarifa da parte da receita obtida pelos operadores referente aos prémios de leilão, recebidos no ano, de forma a não comprometer a estabilidade tarifária, e ao reconhecimento em proveitos de parte dos montantes de prémio diferidos de anos anteriores, com juros calculados ao custo de financiamento do ano da empresa. O número de anos correspondente à devolução das receitas obtidas com prémios de leilão em anos anteriores e ainda não consideradas em tarifas, assim como o valor do proveito unitário a considerar nesse ano corresponderão a parâmetros a definir pela ERSE.

Propõe-se aplicar este mecanismo ao nível das infraestruturas que integram pontos da rede sujeitos a processos de atribuição de capacidade, ou seja, ao nível das atividades de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Armazenamento Subterrâneo de Gás e Transporte de Gás.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

12. Implementação de um mecanismo de diferimento intertemporal da reversão para as tarifas das receitas provenientes de prémios de leilão de atribuição de capacidade.
13. Alteração dos artigos 79.º, 80.º e 84.º.

2.2.3 ALTERAÇÕES NOS PREÇOS DE RESERVA A APLICAR AOS PRODUTOS DE CAPACIDADE INTERRUPTÍVEL PARA USO DA REDE DE TRANSPORTE

Reformula-se a aplicação do tipo de desconto nos produtos de capacidade interruptível, permitindo a escolha entre os descontos prévio e posterior antes do início de cada ano gás. Procede-se também à formalização em RT do desconto a aplicar nos produtos de capacidade interruptível para todos os pontos de interface da rede de transporte.

Enquadramento

A Consulta Pública da ERSE n.º 71 introduziu no RT as definições dos descontos prévio e posterior a aplicar nos produtos de capacidade interruptível nas interligações internacionais, nomeadamente no ponto VIP Ibérico¹². A alteração decorre da implementação do definido no artigo 16.º do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março de 2017, que estabelece o código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás (abreviado em diante por ‘Código de Rede de Tarifas’).

As definições incluídas no RT não previram a sua aplicação pelo uso da rede de transporte nos outros pontos de interface com a Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), designadamente nos pontos de interface da RNTG com o Terminal de GNL e com o Armazenamento Subterrâneo. Esta ausência tornou-se relevante com a recente alteração ao Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas (MPAI), aprovado pela Diretiva n.º 13/2017, de 21 de setembro de 2017, e alterado pela Diretiva n.º 7/2020, de 21 de abril. Essa alteração ao MPAI introduziu um produto intradiário de capacidade interruptível no ponto de entrada a partir do Terminal de GNL. Uma vez que o preço do respetivo produto de capacidade firme é superior a zero, a aplicação de um desconto prévio ou posterior tem materialidade económica para os utilizadores dessa infraestrutura. No sentido de colmatar esta lacuna, a decisão tarifária referente ao ano gás 2020-2021 incluiu um mecanismo de desconto prévio para produtos de capacidade interruptível nos pontos de interface da RNTG com o Terminal de GNL e com o Armazenamento Subterrâneo, tendo sido previamente submetido ao Conselho Tarifário com a proposta tarifária para emissão de parecer.

¹² Ver [Consulta Pública ERSE n.º 71 «Revisão Regulamentar do Gás Natural»](#), na página da ERSE.

Motivação/Objetivo

A atual definição dos descontos prévio e posterior obriga à aplicação do desconto posterior sempre que não se tenha verificada uma interrupção por congestionamento físico. Importa recordar aqui as preocupações expressas pelo operador da rede de transporte no âmbito da implementação do Código de Rede de Tarifas ¹³: «*Para horizontes mais largos (produtos de maturidade mensal, trimestral ou anual), a existirem futuramente produtos de capacidade interruptível a comercializar pelos operadores das redes interligadas, o desconto a aplicar deverá ter em conta o custo para o sistema da aplicação de um modelo de descontos ex-post, conforme o modelo previsto no Código de Rede de Tarifas, dada a diferença de preços para os produtos de maior prazo face a produtos diários e o maior risco de interrupção associado a esses produtos. A REN considera que nestes casos a adoção de um modelo ex-ante poderá ser economicamente mais indicado.*». Considera-se que a aplicação de um desconto prévio nos produtos de curto prazo (intradário, diário) e de um desconto posterior nos produtos de maior prazo (mensal, trimestral, anual) não respeita as disposições no Código de Rede de Tarifas. Contudo, a ERSE é sensível ao argumento de que o desconto posterior, em determinadas circunstâncias, poderá não ser o mais indicado. Acresce que o quadro regulamentar atual poderá gerar incerteza sobre o que se deve entender por ano gás anterior num cenário em que a interrupção por congestionamento físico ocorra no final do ano gás, já depois de a ERSE publicar as tarifas para o ano gás seguinte ¹⁴. No sentido de poder alterar o desconto no decorrer de um período de regulação, e de forma a eliminar a incerteza sobre o horizonte relevante para verificar a existência de interrupções, propõe-se que a escolha entre os descontos prévio e posterior possa ser tomada no âmbito do processo tarifário anual, estando assim sujeita ao escrutínio do Conselho Tarifário através do seu parecer à proposta tarifária.

Em relação aos produtos de capacidade interruptível a aplicar nos pontos de interface da RNTG com o Terminal de GNL e com o Armazenamento Subterrâneo, o objetivo com a presente revisão vai no sentido de harmonizar os procedimentos apresentados com a decisão tarifária relativa ao ano gás 2020-2021.

¹³ Ver comentário da REN em resposta à [Consulta Pública ERSE n.º 66 «Implementação do Código de Rede relativo a Estruturas Tarifárias harmonizadas para o Transporte de Gás Natural»](#), na página da ERSE.

¹⁴ Na redação vigente, o n.º 6 do artigo 130.º refere: «*Sempre que no ano gás anterior não tenha ocorrido nos pontos de interligação uma interrupção de capacidade devido a congestionamento físico, os preços de reserva dos produtos de capacidade interruptível normalizados são iguais aos preços de reserva dos produtos de capacidade firme normalizados no mesmo horizonte, aplicando-se um desconto posterior no caso de ocorrer uma interrupção.*». A formulação adotada baseou-se no Código de Rede de Tarifas, o qual limita as condições em que um desconto posterior pode ser aplicado.

Alteração proposta

Em primeiro lugar, propõe-se alterar as condições nas quais se aplicam o desconto prévio ou posterior. Em vez de a aplicação decorrer de fatores exógenos, nomeadamente após a ocorrência de um congestionamento físico na rede de transporte, considera-se ser mais adequado ter a faculdade de no início de cada ano gás poder definir qual o desconto a aplicar, sem prejuízo de se privilegiar uma estabilidade tarifária nesta matéria.

Em segundo lugar, propõe-se generalizar a definição dos descontos prévio e posterior para os vários pontos de interface com a rede de transporte, designadamente para o VIP Ibérico, o Terminal de GNL e o Armazenamento Subterrâneo. Embora o Código de Rede de Tarifas apenas defina os descontos prévio e posterior a aplicar nos pontos de interligação, a ERSE considera benéfico ter uma formulação comum para calcular estes descontos, garantindo uma maior comparabilidade entre diferentes pontos da rede de transporte. Uma vez que se propõe um novo artigo para enquadrar os descontos prévio e posterior, opta-se por eliminar as definições atualmente inscritas nas alíneas q) e r) do número 2 do artigo 3.º do RT. Esta alteração tem implicações no cálculo dos preços dos produtos de capacidade interruptível no âmbito da tarifa Uso da Rede de Transporte e na tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL. A alteração conduziu à criação de dois novos artigos, a saber, os artigos 125.º-A e 130.º-A.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

14. Incluir uma regra que permita à ERSE definir no âmbito do processo tarifário qual o desconto (prévio ou posterior) a aplicar aos produtos de capacidade interruptível de cada ponto de entrada e saída da rede de transporte.
15. Definir os descontos prévio e posterior para todos os pontos de interface da rede de transporte, a repercutir nos preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte e da tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL.
16. Esta reformulação implica no Regulamento Tarifário a eliminação das alíneas q) e r) do n.º 2 do artigo 3.º, a eliminação dos n.ºs 6 a 8 do artigo 130.º e a junção dos novos artigos 125.º-A e 130-A.º.

2.2.4 EXTINÇÃO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS APLICÁVEIS AOS FORNECIMENTOS DE GÁS NATURAL EM MÉDIA PRESSÃO

O processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais foi aprovado inicialmente pelo Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho, sendo aplicável aos clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³. Posteriormente, com a publicação do Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, aplicável aos clientes finais com consumos inferiores a 10 000 m³, determinou-se, a título transitório, que os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer gás natural aos clientes finais, que não tenham contratado o respetivo fornecimento no mercado livre, até à data a publicar em Portaria pelo membro responsável pela área da energia.

A Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril, que altera a Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, aprova o prolongamento do prazo para extinção das tarifas transitórias aplicáveis ao fornecimento de gás natural, estendendo o prazo de extinção até 31 de dezembro de 2020.

A data prevista no n.º 1 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho ¹⁵, na redação vigente, relativa à obrigatoriedade de fornecimento de gás natural, pelos comercializadores de último recurso, a clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m³ que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento, é também fixada em 31 de dezembro de 2020.

Posteriormente, a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, define o prazo para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de gás natural em Baixa Pressão (BP), com consumos anuais superiores a 10 000 m³, para 2022, mantendo a data de 31 de dezembro de 2020 para a extinção da tarifa transitória em Média Pressão (MP). Refira-se que o prazo para prolongamento das tarifas transitórias para fornecimentos em BP com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ é 31 de dezembro de 2025.

Nos termos dos diplomas referidos, a redação do Regulamento Tarifário não se encontra de acordo com o novo regime, pelo que, visando a criação de um quadro regulamentar coerente e harmonizado com os normativos legais, se altera a redação do Regulamento Tarifário, eliminando-se as referências às tarifas transitórias de venda a clientes finais aplicáveis aos fornecimentos em MP, uma vez que as mesmas estão extintas desde 31 de dezembro de 2020.

¹⁵ Alterado pelos Decretos-Leis n.os 77/2011, de 20 de junho, 74/2012, de 26 de março, 15/2013, de 28 de janeiro, na redação do Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro.

Neste contexto, a ERSE propõe:

17. Adequar a redação do articulado do Regulamento Tarifário, com os normativos legais eliminando-se as referências às tarifas transitórias de venda a clientes finais aplicáveis aos fornecimentos em MP.
18. Alteração dos artigos 15.º, 135.º e 182.º.

2.2.5 PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Nos termos do artigo 55.º, n.º 8 do Decreto-Lei n.º 62/2020, a ERSE deve elaborar, anualmente, um relatório indicando os preços recomendados para o fornecimento de gás em BP, os quais resultam da soma das tarifas de acesso às redes, tal como definidas no Regulamento Tarifário, com os custos de referência da atividade de comercialização e com os custos médios de referência de aquisição de gás, com o objetivo de estabelecer uma referência para os consumidores, e tendo em vista o apoio dos referidos consumidores na contratação do fornecimento de gás.

O referido Decreto-Lei estabelece que o custo de referência da atividade da comercialização é determinado com base na informação respeitante aos proveitos permitidos aos comercializadores de último recurso retalhistas, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente, e que os custos médios de referência para a aquisição de gás são determinados de acordo com o mecanismo de aprovisionamento eficiente de gás por parte dos comercializadores de último recurso, previsto no RT.

A ERSE tem dado cumprimento a esta obrigação que já se encontrava prevista na anterior legislação de bases do setor, através da publicação anual de preços médios de referência de venda a clientes finais em BP, na documentação de tarifas e preços fixadas para vigorar no ano gás. Desde o ano gás 2014-2015, que a ERSE apresenta a evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, em AP, MP, BP> e BP<. Estes preços médios de referência são calculados com as tarifas aditivas de venda a clientes finais, que resultam da soma das tarifas de Acesso às Redes publicadas pela ERSE, com a tarifa de Comercialização e a tarifa de Energia, que corresponde ao custo da atividade de compra e venda de gás natural do CUR grossista. Assim, visando a coerência entre ambos os termos, propõe-se a clarificação do conceito de preço médio de referência de venda a clientes finais servindo o mesmo para efeitos do cumprimento da obrigação de publicação dos preços recomendados, conforme o estabelecido no artigo 55.º, n.º 8 do Decreto-Lei n.º 62/2020.

Nos termos da atual legislação importa assim harmonizar o Regulamento Tarifário, com os normativos legais, estabelecendo nas suas definições, o conceito de preço médio de referência de venda a clientes finais.

Neste contexto, a ERSE propõe:

19. Adequar a redação do articulado do Regulamento Tarifário, com o estabelecido no artigo 55.º, n.º 8 do Decreto-Lei n.º 62/2020, através da inclusão do conceito de preço médio de referência de venda a clientes finais, correspondendo esta aceção ao preço recomendado estabelecido no Decreto-Lei n.º 62/2020.
20. Criação do artigo 16.º A.

2.2.6 TRANSPOSIÇÃO DAS MATÉRIAS ANTERIORMENTE PREVISTA NO RRC

Em dezembro de 2019, a ERSE lançou uma consulta pública com a proposta de fusão dos Regulamentos de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás. Esta revisão regulamentar teve como objetivo a atualização e a revisão dos mecanismos e princípios regulatórios, de modo a torná-lo mais próximo dos seus destinatários finais, através da reorganização dos temas e da integração de disposições num mesmo perímetro de texto regulamentar.

No âmbito desse processo de revisão, foi identificado um conjunto de disposições, integrantes do anterior Regulamento de Relações Comerciais¹⁶ (RRC) que pela sua natureza deveriam passar a constar do Regulamento Tarifário do Gás.

Aproveitando esta revisão regulamentar são transpostas, para o articulado do Regulamento Tarifário do Gás, as normas regulamentares constantes do anterior RRC do gás e que deverão ser enquadradas neste âmbito.

Os temas identificados referem-se às transferências entre operadores no âmbito dos mecanismos estabelecidos no Regulamento Tarifário referentes à sustentabilidade dos mercados, ao equilíbrio

¹⁶ Aprovado pelo Regulamento n.º [416/2016](#), de 29 de abril, alterado pelo Regulamento n.º [224/2018](#), de 16 de abril, e pelo Regulamento n.º [365/2019](#), de 24 de abril.

económico-financeiro dos comercializadores de último recurso, sobreprovento decorrente do processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e à atenuação de ajustamentos tarifários.

O Regulamento Tarifário do Gás passa a integrar também a definição das variáveis de faturação das tarifas aplicáveis às diferentes atividades ou funções. Esta alteração permite integrar a definição das variáveis de faturação no Regulamento em que estão as tarifas, permitindo através da consulta de um único Regulamento perceber de forma mais clara a que variável se aplicam os preços de determinada tarifa. As matérias relacionadas com a medição permanecem no RRC. As principais variáveis de faturação são definidas no capítulo III, referente às tarifas reguladas, na secção das tarifas de acesso às redes enquanto elemento agregador e comum das restantes tarifas. As variáveis de faturação específicas de cada tarifa por atividade são definidas na respetiva secção. Na secção das tarifas de acesso às redes, da tarifa de uso do terminal de receção, armazenamento e regaseificação do GNL, na tarifa de uso do armazenamento subterrâneo e na tarifa de uso da rede de transporte foram introduzidas duas subsecções distinguindo a estrutura e os preços aplicáveis, das variáveis de faturação respetivas.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

21. Inclusão ao nível do capítulo IV do regulamento Tarifário de uma secção onde se enquadrem os mecanismos mencionados.
22. Criação da secção IX no capítulo IV, onde se incluem os novos artigos 115.º - A, 115.º - B, 115.º - C e 115.º - D.
23. Introdução dos artigos 28.º A a 28.º G, 41.º A a 41.º D, 47.º A a 47.º D, 63.º A a 63.º G, todos no capítulo III referente às tarifas reguladas. Reorganização dos artigos 29.º, 42.º, 43.º, 48.º.
24. Separação em subsecções das matérias relativas a estrutura geral e preços das matérias de definição das variáveis de faturação, nas tarifas de acesso às redes, na tarifa de uso do terminal de receção, armazenamento e regaseificação do GNL, na tarifa de uso do armazenamento subterrâneo e na tarifa de uso da rede de transporte.

2.2.7 OUTROS TEMAS

GÁS DE OPERAÇÃO DO ORT

Neste processo de revisão regulamentar, também estão previstas alterações do Regulamento da Operação das Infraestruturas (ROI) e do Manual de Procedimentos da Operação das Infraestruturas (MPGTG), que entre outros temas prevê a transição do modelo de balanço da rede transporte para um modelo baseado no mercado organizado.

Nesse âmbito, está prevista a necessidade de o operador da rede de transporte adquirir gás de enchimento da rede transporte, isto é, a aquisição do volume de gás correspondente ao nível de *linepack* necessário ao normal funcionamento da RNTG. Este gás “residente” faz parte do gás de operação e é a quantidade de gás que se acumula na rede transporte, respeitando a fiabilidade e segurança da operação e interoperabilidade desta infraestrutura com as adjacentes. Esse gás deverá ser adquirido de acordo com o procedimento estabelecido no documento justificativo da proposta de alteração do ROI e do MPGTG, cuja revisão está contemplada neste processo de Consulta Pública.

Apesar desta alteração não ter impacto no articulado do Regulamento Tarifário, importa esclarecer que o custo de aquisição deste gás é reconhecido para efeitos tarifários, como um ativo a ser remunerado no âmbito dos ativos da atividade de transporte do gás.

Neste mesmo enquadramento também está prevista a aquisição de gás de operação designado de extensão de gás de operação, cujo objetivo é o fornecimento de serviços de compensação da rede. No entanto, o gás adquirido para esse fim sê-lo-á ao abrigo das disposições de neutralidade, ou seja, o seu custo deve ser repercutido nos agentes de mercado utilizadores da rede de transporte por ser considerado um custo da atividade de compensação da RNTG.

25. A regulamentação da aquisição de gases para as finalidades acima referidas não implica a alteração do articulado do Regulamento Tarifário, mas as normas de reporte de informação da atividade de Transporte de Gás deverão ser alteradas por forma a evidenciarem esses ativos.

COMPENSAÇÕES DEVIDAS POR INCUMPRIMENTO DAS OBRIGAÇÕES DE QUALIDADE DE SERVIÇO APLICÁVEIS AO SISTEMA NACIONAL DE GÁS

No âmbito do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), mais precisamente no n.º 3 do artigo 99.º, está previsto que sempre que não seja possível ao comercializador efetuar o pagamento da compensação ao cliente ou reclamante, o valor da compensação deve ser transferido para o operador de rede (ORD), de forma a que estes montantes sejam considerados para efeitos tarifários sendo deduzidos nas tarifas de acesso às redes. A mesma situação aplica-se às compensações, cujo pagamento não seja possível ao ORD efetuar por facto imputável ao titular do direito de compensação.

Face ao exposto, e de forma a operacionalizar a devolução daquelas compensações nas tarifas de acesso, foi publicada pela ERSE a Instrução n.º 2/2020, de 7 de julho, na qual se definem os prazos e os procedimentos a seguir para devolução daqueles montantes e consequente repercussão nas tarifas de acesso do operador da rede de distribuição.

Neste sentido ficou estipulado que os operadores da rede de distribuição devem apresentar nas suas contas de forma individualizada, como rendimentos da atividade de distribuição, os valores de compensações abrangidas pela referida Instrução. A devolução destes montantes concretiza-se com a consideração dos mesmos como uma forma de recuperação de proveitos permitidos e, consequentemente, com impacte no cálculo do desvio tarifário do ano s-2 da atividade de distribuição de gás.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

26. Alterar a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de gás, mais propriamente o cálculo dos ajustamentos de s-2 de forma a incluir a parcela associada à compensação devida nos termos do RQS.

27. Alteração dos 91º e 151º.

REFERÊNCIAS ÀS DATAS DE DURAÇÃO DOS CONTRATOS *TAKE-OR-PAY*

Os custos com aquisição de gás natural resultam da importação de gás natural no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take-or-pay* celebrados em data anterior à publicação da Diretiva 2003/55/CE, de 26 de junho. Neste âmbito foram celebrados quatro contratos, um

de fornecimento de gás natural com origem na Argélia, e três de fornecimento de gás natural liquefeito com origem na Nigéria.

O primeiro contrato, de fornecimento de gás natural com origem na Argélia, foi celebrado em 1994 com a Sonatrach e terminou em 2020. Os restantes 3 contratos, de fornecimento de gás natural liquefeito, com origem na Nigéria, foram celebrados em 1998, 1999 e 2002 e terminam em 2021, 2023 e 2027, respetivamente.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

28. Introduzir no Regulamento Tarifário as alterações decorrentes do fim do contrato com a Argélia, bem como da atualização das datas de validade dos restantes contratos.

29. Alteração do artigo 92.º.

MARGEM DA COMERCIALIZAÇÃO – REMUNERAÇÃO DO FUNDO DE MANEIO

O número 5 dos contratos de concessão da atividade de distribuição de gás natural entre o Estado Português e os diferentes operadores define que “...*pele exercício da atividade de comercialização de último recurso é assegurada à respetiva licenciada uma margem de comercialização que incorpora uma adequada remuneração do fundo de manei*o”. Esta disposição encontra-se plasmada no n.º 2 do artigo 106.º e a determinação do montante no n.º 5 do mesmo artigo.

Atualmente, a metodologia aplicada pela ERSE não inclui nenhum incentivo implícito à gestão eficiente das necessidades de fundo de manei

No entanto, com o prolongamento da vigência das tarifas transitórias de venda a clientes finais aos consumidores em baixa pressão até 31 de dezembro de 2025, decorrente da publicação da Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, justifica-se ponderar a aplicação de um procedimento que limite os impactes para o sistema decorrentes do alargamento, de forma não controlada, dos períodos de recebimento e de pagamento das necessidades de financiamento. Esta proposta permite aplicar critérios de racionalidade económica a todas as rúbricas da atividade de comercialização. Recorde-se que nesta atividade é aplicada, aos custos operacionais, uma metodologia regulatória do tipo *price cap* com aplicação de metas de eficiência.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

30. Alteração do n.º 5 do artigo 106.º.

PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA

A Portaria n.º 1446-C/2001, de 21 de dezembro estabelece as normas aplicáveis à elaboração do Dossier de Preços de Transferência. Nomeadamente, a elaboração obrigatória para os sujeitos passivos que tenham, no período de tributação em causa, realizado operações com entidades relacionadas e um valor anual de vendas líquidas e outros proveitos superiores a 3.000.000 euros. Adicionalmente, a nova redação do n.º 3 do artigo 130.º do Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (Código do IRC), em vigor desde 1 de outubro de 2019, veio obrigar os sujeitos passivos cuja situação tributária é acompanhada pela Unidade dos Grandes Contribuintes (UGC), a proceder à entrega do processo de documentação respeitante à política adotada em matéria de preços de transferência.

Em setembro de 2014, a OCDE publicou a Ação 13 – *Guidance on Transfer Pricing Documentation and Country-by-Country Reporting* do projeto BEPS da OCDE (*Base Erosion and Profit Shifting Project*), contendo uma proposta de revisão da estrutura da documentação a apresentar em matéria de preços de transferência, por parte de grupos económicos multinacionais. Esta documentação passou a incluir o *Master file* e *Local file* e passou a vigorar a partir de 2016.

A ERSE iniciou a partir de 2013 a solicitar o Dossier Fiscal de Preços de Transferência (DFPT) às empresas reguladas. Neste sentido, foi introduzido no Regulamento Tarifário o pedido de documentação de preços de transferência a cada um dos operadores, tendo em vista formalizar e tornar obrigatória a entrega desta informação numa base anual, bem como informar *a priori* as empresas da necessidade de envio desta informação.

Assim, face à alteração da legislação associada à documentação dos preços de transferência decorre a necessidade de se proceder à adequação do disposto no RT nesta matéria.

Desta forma, a ERSE propõe:

31. A alteração do n.º 2 dos artigos 140.º, 142.º, 146.º, 150.º, 155.º e 157.º.

TARIFAS DE TRANSPORTE E PRÉMIO DE LEILÃO

A fim de clarificar algumas disposições no RT sobre as tarifas de uso da rede transporte, foi feita uma reformulação do articulado, implicando em alguns casos a explicitação de novos artigos.

Primeiro, no que respeita aos requisitos de **transparência das tarifas de transporte**, presentes nos artigos 29.º e 30.º do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março de 2017, que estabelece um código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás, foi incluído um artigo autónomo para clarificar que esta informação deve ser publicada pela ERSE dentro dos prazos legais¹⁷. Em linha com a prática que estava a ser seguida, explicita-se nesse mesmo artigo que cabe ao operador da rede de transporte garantir a atualização em tempo útil da informação das tarifas de transporte nas demais plataformas, designadamente na Transparency Platform da ENTSOG e na plataforma PRISMA.

Segundo, na secção XI do capítulo V (Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte) reorganizaram-se algumas expressões no sentido de refletirem melhor a estrutura do **modelo de entrada-saída** que prevalece na aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte pelo operador da rede de transporte.

Terceiro, no leilão anual para a contratação de capacidade anual no interface da RNTG com o Terminal de GNL no sentido da entrada na rede de transporte, referente ao ano gás 2020-2021, registou-se um prémio de leilão de 500% face ao preço de reserva do leilão. Na altura a ERSE recebeu um pedido de esclarecimento sobre a aplicação deste **prémio de leilão**, designadamente se este se aplicaria apenas ao preço de reserva referente à capacidade contratada de regaseificação do Terminal de GNL ou se este também se aplicaria ao preço de reserva referente à capacidade contratada pela entrada na rede de transporte. Uma vez que o leilão se referia a um produto de capacidade agrupada, incluindo a regaseificação e a entrada na rede de transporte, e atendendo ao facto de o preço de reserva publicado desse tipo de leilão ser a soma dos dois preços de reserva individuais, a ERSE esclareceu na altura que o prémio de leilão se aplica ao preço de reserva do produto agrupado, e com isso automaticamente a cada preço de reserva individual. No sentido de clarificar este tipo de situações de forma explícita, foi adicionado o n.º 3 no novo artigo 19.º-A no RT. Nesse mesmo artigo foi ainda clarificada nos n.ºs 1 e 2 a regra de repartição do prémio de leilão no caso de produtos de capacidade agrupada em pontos virtuais de interligação.

Desta forma, a ERSE propõe:

¹⁷ Nos termos dos artigos 29.º e 30.º Regulamento (UE) 2017/460 a informação deve ser publicada pela «*entidade reguladora nacional ou pelo(s) operador(es) de rede de transporte, conforme decisão da entidade reguladora nacional*».

32. Explicitar as regras relativamente aos requisitos de transparência das tarifas de transporte, com a criação do novo artigo 62.º-A no Regulamento Tarifário.
33. Refletir melhor a estrutura do modelo de entrada-saída na apresentação das fórmulas da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo Operador da Rede de Transporte, com a reformulação dos artigos 61.º e 130.º.
34. Clarificar a aplicação do prémio de leilão no caso de produtos de capacidade agrupada, com a criação do novo artigo 19.º-A.

HARMONIZAÇÃO DE DEFINIÇÕES

Visando a harmonização de definições e conceitos, bem como a simplificação da informação publicada pela ERSE, no que respeita a tarifas e preços, propõem-se as seguintes alterações:

- Harmonização da designação de capacidade contratada de regaseificação e capacidade contratada de armazenamento, em detrimento de capacidade de regaseificação contratada e capacidade de armazenamento contratada;
- Harmonização da designação do termo fixo, para termo tarifário fixo e eliminação da designação termo fixo mensal.
- A alteração do detalhe da unidade de faturação do termo fixo e da capacidade, de mensal para diário.

No que respeita à alteração da unidade de faturação do termo fixo e da capacidade importa salientar que a mesma não visa a alteração da periodicidade de faturação, que se mantêm mensal, sempre que aplicável, mas a simplificação da informação publicada pela ERSE no que respeita a tarifas e preços. Acresce que no âmbito do RT na tarifa de uso da rede de transporte já era utilizada a unidade diária, decorrente das alterações do código de rede relativo a estruturas tarifárias harmonizadas para o transporte de gás, enquanto nas restantes tarifas por atividade essa alteração não tinha ocorrido.

Desta forma, a ERSE propõe:

35. A alteração dos artigos 20.º, 21.º, 22.º, 26.º, 27.º, 31.º, 38.º, 45.º, 46.º, 50.º, 57.º, 65.º, 69.º, 70.º, 75.º, 125.º, 126.º, 129.º, 134.º, 135.º, 179.º.

MECANISMO DE LIMITAÇÃO DE ACRÉSCIMOS NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS

Com o ano gás 2020-2021 foi atingida a uniformidade tarifária em todo o território nacional na BP<, passando a vigorar desde outubro de 2020 tarifas transitórias de venda a clientes finais idênticas em todos os comercializadores de último recurso. Uma vez atingido esse resultado, o mecanismo de limitação de acréscimos nas tarifas transitórias, que limita as variações individuais por termo tarifário no processo de convergência para as tarifas aditivas, já não precisa de prever a regra prevista no n.º 5 do artigo 137.º.

Desta forma, a ERSE propõe:

36. A eliminação do n.º 5 do artigo 137.º.

CLARIFICAÇÃO DE ASPETOS RELACIONADOS COM O CÁLCULO DE PROVEITOS

Esta proposta de revisão regulamentar é aproveitada, também, para se clarificar aspetos, ao nível da definição de algumas das parcelas de cálculo, tornando mais perceptível a leitura e interpretação do Regulamento Tarifário, bem como a sua adequação à realidade atual de funcionamento do SNG.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

37. Alteração dos artigos 80.º, 81.º, 83.º, 84.º, 85.º, 146.º, 149.º e 150.º.

ALTERAÇÕES DAS REFERÊNCIAS AO GÁS NATURAL

A publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, tornou necessária a alteração de um conjunto de conceitos e definições que se encontram atualmente na regulamentação publicada pela ERSE, em particular no Regulamento Tarifário. As principais alterações derivaram da criação da possibilidade de injeção de gases renováveis na rede nacional de gás que inviabiliza a utilização da expressão “gás natural” em alguns conceitos, definições e definições utilizadas até à data.

Assim, altera-se a designação do próprio setor que passa a ser denominado por Setor Nacional de Gás (SNG), bem como a designação das seguintes atividades e funções:

- Atividade de Armazenamento Subterrâneo de gás exercida pelos operadores de armazenamento subterrâneo de gás.

- Atividade de Gestão Técnica Global do SNG exercida pelo operador da rede de transporte.
- Atividade de Transporte de gás exercida pelo operador da rede de transporte.
- Atividade de Acesso à RNTG exercida pelo operador da rede de transporte.
- Atividade de Acesso à RNTG exercida pelos operadores da rede de distribuição.
- Atividade de Distribuição de gás exercida pelos operadores das redes de distribuição.
- Atividade de Acesso à RNTG e à RNDG exercida pelos operadores das redes de distribuição.
- Atividade de Compra e Venda de gás natural no âmbito da gestão dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de *take or pay* celebrados em data anterior à publicação da Diretiva 2003/55/CE, de 26 de junho exercida pelo Comercializador do SNG.
- 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, do Comercializador de SNG;
- Atividade de Comercialização de gás, exercida pelos Comercializadores de último recurso retalhistas, inclui as seguintes funções:
 - Compra e Venda de gás;
 - Compra e Venda do Acesso à RNTG e à RNDG;
 - Comercialização de gás.

Refira-se que estas alterações implicaram, também a reformulação de um largo conjunto de siglas constantes das expressões de cálculo de proveitos e tarifas das várias atividades.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

38. Alterar todas as fórmulas do articulado do Regulamento Tarifário que contenham referências à expressão “gás natural”, e que com a publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, se tenham tornado desadequadas.

RECUPERAÇÃO DE MONTANTES INDEVIDAMENTE RECEBIDOS

O Código do Procedimento Administrativo prevê que os atos administrativos, para além das causas de nulidade, podem ser objeto de anulação designadamente quando tenha sido utilizado artifício fraudulento com vista à obtenção da sua prática.

Não obstante a autossuficiência da lei, insere-se um artigo sobre a revisão dos montantes recebidos pelas entidades reguladas em face da deteção de irregularidades que sejam detetas no âmbito da atividade de fiscalização da ERSE.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

39. Aditar o artigo 185.º-A.

2.3 TRANSPORTE DE GNL EM CISTERNA

SITUAÇÃO VIGENTE

O enquadramento regulamentar em vigor prevê que o transporte de GNL em cisterna possa ser feito pelos comercializadores ou pelo comercializador de último recurso grossista (CURG). Este último, na função de gestor logístico das UAG (GL-UAG), pode ainda prestar este serviço a outros comercializadores.

Tendo em vista garantir a uniformidade tarifária, os custos de transporte de GNL em cisterna são ressarcidos pelo operador da rede de transporte até ao limite estabelecido pela ERSE. Este sistema de ressarcimento aplica-se ao transporte de GNL para as UAG de sistema (dos operadores de rede), mas também às UAG privadas. Os clientes abastecidos pelas UAG suportam, através do seu comercializador, a tarifa de acesso estabelecida pela ERSE. Os custos suportados pelo operador da rede de transporte são recuperados pelas tarifas de acesso à rede de transporte.

Importa referir que o transporte de GNL em cisterna tem sofrido evoluções, tornando-se mais oneroso nos últimos anos. O número de UAG abastecido tem aumentado nos últimos anos. No quadro seguinte sistematiza-se a informação sobre o tema, incluindo as UAG de sistema e as UAG privadas.

Quadro 2-2 – Evolução do abastecimento por UAG

Período	UAG abastecidas	Camiões-cisterna carregados	Total de energia carregada	Custo Total com IVA	Custo Aceite com IVA
	[Nº]	[Nº]	[MWh]	[€]	[€]
2015	64	3 271	966 873	3 390 587	3 284 626
2016	64	3 497	1 039 386	3 942 237	3 710 166
2017	68	3 806	1 140 377	4 188 046	3 961 364
2018	84	4 672	1 391 256	4 965 929	4 749 930
2019	95	4 985	1 481 459	5 536 150	5 157 084

Fonte: REN Gasodutos

O número de UAG tem vindo a aumentar, conforme se observa no quadro seguinte.

Quadro 2-3 – Evolução do número de UAG

	UAG RNDGN	UAG Prop. Cliente	Total
	[Nº]	[Nº]	[Nº]
2015	32	32	64
2016	32	32	64
2017	32	36	68
2018	42	42	84
2019	49	46	95

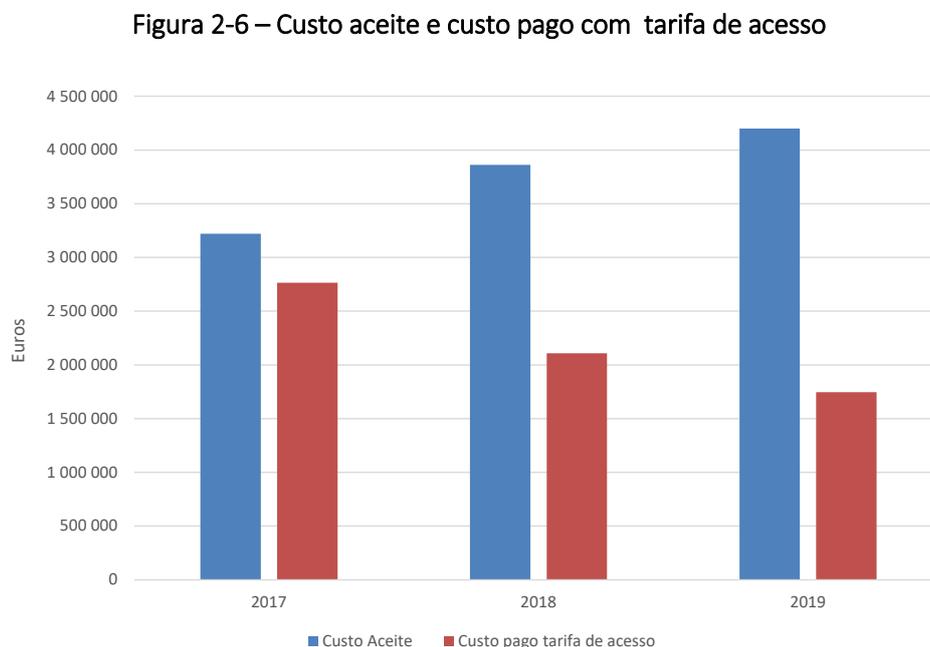
Fonte: REN Gasodutos

O custo máximo aceite para ressarcimento pelo operador da rede de transporte é fixado anualmente pela ERSE e resulta da aplicação de uma fórmula que tem em consideração a distância da UAG abastecida até ao terminal de GNL de Sines.

Em 2019, o GL-UAG transportou cerca de 42% da energia e das cargas transportadas.

A comparação entre o custo de transporte por rodovia e o custo suportado com o pagamento da tarifa de acesso, fixada pela ERSE, para os clientes abastecidos por rodovia mostra que a diferença se tem acentuado nos últimos anos. Esta situação resulta do aumento de custos de transporte por rodovia em simultâneo

com a diminuição da tarifa de acesso. A situação verificada nos últimos três anos encontra-se representada no gráfico seguinte.



PROPOSTAS

A regulamentação deste tema encontrava-se no RRC- GN e no Manual da Gestão Logística das UAG. Na recente revisão do RRC optou-se por retirar este tema do seu âmbito, integrando agora no RT.

PONDERAÇÃO SOBRE PEREQUAÇÃO DE CUSTOS PARA AS UAG PRIVATIVAS

AS UAG de sistema resultam de um processo de planeamento, sujeito a consulta pública, parecer da DGEG e da ERSE, discussão na Assembleia da República e aprovação pelo membro do governo responsável pela área da energia.

Trata-se de uma situação significativamente distinta do que ocorre com as UAG privadas. De acordo com o artigo 77.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, o licenciamento destas UAG é essencialmente um licenciamento técnico, que ocorre após se ter verificado que:

- a sua localização se encontra fora das áreas concessionadas e cobertas pela rede de distribuição ou dos polos de consumo abrangidos pela atribuição de licenças de serviço público;

- a entidade concessionária ou licenciada para a área em que a licença para utilização privativa é pedida não garante a ligação.

Por sua vez, e de acordo com o mesmo artigo, a instalação de consumo abastecida pela UAG privativa tem a obrigação de se ligar à rede de distribuição quando a mesma se estender à respetiva área.

À data em que foi decidido incluir as UAG privadas privativas no mecanismo de perequação de custos, o gás natural era um combustível em expansão, alvo de apoios públicos. Entretanto, o setor tornou-se maduro e surgiram ainda alternativas à utilização do gás natural, algumas com vantagens ambientais.

Deste modo, considera-se adequado repensar a aplicação do mecanismo de perequação, designadamente o seu âmbito, ou seja, a sua aplicação às UAG privadas. Solicita-se assim aos agentes que se pronunciem sobre a oportunidade de não incluir as UAG privadas no mecanismo de perequação de custos.

Importa referir que o GL-UAG, detentor de contratos de transporte de GNL em cisterna, poderá continuar a prestar serviço de transporte a comercializadores que o pretendam para abastecimento de UAG privadas.

METODOLOGIA A APROVAR PELA ERSE

Atualmente a metodologia e respetivos parâmetros do mecanismo de perequação de custos são aprovados anualmente pela ERSE, no processo tarifário. Considera-se preferível aprovar a metodologia em momento distinto, deixando os parâmetros para o processo tarifário. Nesse sentido, prevê-se na proposta de articulado que o operador da rede de transporte apresente proposta de metodologia, no prazo de 120 dias após a publicação do regulamento.

CUSTO NÃO ACEITE PELO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

O custo de transporte por cisterna que exceda o custo máximo aceite por aplicação da metodologia aprovada pela ERSE não será suportado pelo operador da rede de transporte. Assim, trata-se de um custo a suportar pelos comercializadores, sejam de mercado ou o comercializador de último recurso grossista. Só assim se garante a efetiva aplicação do que se pretende, ou seja, um custo eficiente de transporte de GNL por cisterna.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

40. Criação da secção XIV ao nível do capítulo IV do Regulamento Tarifário, com os artigos n.ºs. 122.º-A, 122.º-B, 122.º-C, 122.º-D e 122.º-E.

2.4 CUSTOS COM ALTERAÇÕES DAS INSTALAÇÕES DE UTILIZAÇÃO DOS CLIENTES NO MOMENTO DA SUA LIGAÇÃO À REDE DE GÁS NATURAL

SITUAÇÃO VIGENTE

O reconhecimento de custos com a alteração das instalações de utilização de clientes no momento da sua ligação à rede de gás natural teve o seu início com os fundos europeus que viabilizaram a introdução do gás natural em Portugal e, sobre determinadas condições, está previsto nas bases das concessões e das licenças dos operadores de redes.

Esta medida é fundamentada com a identificação de uma barreira à entrada deste vetor energético já que, tendo o gás natural substitutos estabelecidos, a não existência de um incentivo adicional à mudança inviabilizaria a sua penetração em alguns segmentos de consumo, nomeadamente junto de muitos dos consumidores domésticos.

Esta situação é facilmente compreendida quando se analisa a substituição de gás propano por gás natural num bloco de apartamento organizado em condomínio. Não sendo viável a existência de redes para os dois gases num mesmo edifício, bastaria um condómino não concordar com a mudança, alegando não poder suportar os custos da alteração dos seus equipamentos, e o fornecimento do gás natural não seria possível para todos os restantes condóminos desse mesmo edifício. Este reconhecimento dos custos relativos à alteração das instalações de utilização de clientes em todo o condomínio foi a solução encontrada para ultrapassar essa barreira.

O reconhecimento de custos com a alteração das instalações de utilização dos clientes domésticos no momento da sua ligação à rede de gás natural foi por essa razão mantido pela regulação até ao momento atual, com a ERSE a estabelecer anualmente os montantes unitários máximos que são reconhecidos em sede de proveitos e tarifas.

Os objetivos de política energética europeia e nacional, recentemente estabelecidos, justificam que se questione esta prática e a ERSE decidiu aproveitar a presente Consulta Pública para o fazer.

A perspetiva de um continuado e grande reforço das componentes de energia provenientes de fontes renováveis no sistema energético nacional, que implica uma forte integração dos vetores energéticos para que seja possível atingir uma sociedade neutra em carbono em 2050, constitui desafio suficiente para que a regulação passe a assumir uma posição de maior neutralidade tecnológica no confronto que, naturalmente, irá existir entre vetores energéticos para o fornecimento de energia, nomeadamente para o consumo doméstico.

Existem incertezas quanto ao ritmo com que esta transição energética irá ocorrer. No entanto, as opções políticas apontam para uma eletrificação crescente do consumo doméstico, com a utilização do gás natural a ser privilegiada como reserva da segurança da produção elétrica de origem renovável e em aplicações industriais específicas.

Neste novo contexto, o reconhecimento dos custos com a alteração das instalações de utilização de gás natural de clientes domésticos no momento da sua ligação à rede pode consubstanciar um sinal económico desajustado ao nível desse segmento de consumo, que poderá ter que ser reequacionado de modo a garantir a sustentabilidade económica do setor do gás.

Nesse sentido, a ERSE questiona sobre:

41. O tratamento a dar no futuro próximo ao atual reconhecimento dos custos com as alterações das instalações de utilização dos clientes no momento da sua ligação à rede de gás natural. Com esta questão pretende recolher-se contributos: 1) quanto ao modo como a regulação deverá assumir uma posição de neutralidade tecnológica entre vetores energéticos neste domínio; e 2) sobre o ritmo que deverá ser imposta à redução dos montantes unitários máximos que atualmente são reconhecidos pela ERSE para os referidos custos.

Esta questão é deliberadamente colocada em aberto no âmbito desta revisão do Regulamento Tarifário, sem qualquer proposta concreta de articulado.

Em função dos comentários recebidos na presente Consulta Pública, a ERSE decidirá se opta por estabelecer uma disposição regulamentar dedicada, ou se escolhe uma outra via mais conveniente.

3 ALTERAÇÃO DO ENQUADRAMENTO DO INCENTIVO À AQUISIÇÃO DE GÁS PELO CURG EM MERCADO

A publicação do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, introduziu a possibilidade de aquisição de gás natural em mercado por parte do Comercializador de Último Recurso grossista (CURg), para fornecimento aos consumidores com tarifas reguladas de venda a clientes finais. O diploma previu, também, a criação por parte da ERSE de um incentivo para a progressiva aquisição de gás natural em mercado pelo CURg. No entanto, na prática, a possibilidade de recurso ao mercado para se abastecer de gás natural, prevista nesse diploma, nunca foi efetivada.

Para adequar a sua regulamentação à legislação em vigor, em 2013, a ERSE, no âmbito da revisão regulamentar do setor do gás natural, passou a contemplar no Regulamento Tarifário, ao nível dos proveitos permitidos do CURg, a possibilidade de aquisição de gás natural em mercado de gás natural, bem como a criação de um incentivo para a progressiva aquisição do gás natural em mercado, a definir em regulamentação complementar a publicar posteriormente.

Em maio de 2020, a ERSE colocou a consulta pública (Consulta Pública n.º 89) uma proposta de regulamentação complementar, que permitisse operacionalizar o incentivo para a aquisição de gás natural em mercado pelo CURg, previsto no nível dos artigos 99.º e a sua publicação encontra-se prevista no n.º 4, do artigo 122.º, do Regulamento Tarifário do setor do gás natural, em vigor ¹⁸.

Contudo, na anterior consulta pública não ficaram claros, para os *stakeholders*, os benefícios associados à aplicação deste mecanismo, apesar dos benefícios económicos que teriam decorrido caso este incentivo tivesse já sido aplicado.

Atendendo aos benefícios para o sistema da concretização deste incentivo e a obrigação legal pendente e reiterada com a publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, a ERSE elaborou uma nova proposta de regulamentação complementar, procurando esclarecer as dúvidas manifestadas pelos diferentes agentes, a par da introdução de algumas alterações ao nível da sua inclusão no Regulamento Tarifário que permitem uma maior eficácia na sua aplicação.

¹⁸ Regulamento Tarifário do setor do gás natural, aprovado pelo Regulamento n.º 361/2019, de 23 de abril, alterado pelo Regulamento n.º 455/2020, de 8 de maio.

Nesse particular, a introdução de um mecanismo de incentivo à aquisição em mercado de gás natural por parte do CURg, incluído nos proveitos permitidos a recuperar pela tarifa de energia nos moldes em que estava prevista na atual redação do Regulamento Tarifário, poderá não transmitir os sinais mais adequados ao nível da tarifa de energia a aplicar no ano t aos consumidores de gás natural do mercado regulado, por ter sido calculado com base em valores verificados em t-2. Esta situação é mais evidente numa fase em que o número de consumidores do mercado regulado continua a diminuir e, conseqüentemente, as quantidades de gás natural para fornecer esses clientes também.

Atendendo a estas vicissitudes, a ERSE propõe a revisão do Regulamento Tarifário do gás natural, por forma a permitir que o montante do incentivo para a aquisição de gás natural em mercado pelo Comercializador de último recurso grossista seja incluído no cálculo do ajustamento aos proveitos permitidos do ano s-2 da atividade de Compra e Venda de gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso, sendo esses ajustamentos transferidos para a atividade de uso global do sistema, recuperada pela tarifa de uso global do sistema paga pela quase totalidade dos consumidores do setor do gás natural.

A fundamentação detalhada para a proposta de reformulação do incentivo para a aquisição de gás natural em mercado pelo Comercializador de último recurso grossista é apresentada em anexo a este documento justificativo.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

42. Reformulação da metodologia de aplicação do incentivo, que inicialmente estava previsto ao nível dos proveitos permitidos para o ano gás t do CURg, de modo a passar a ser considerado ao nível dos ajustamentos definitivos de s-2 da função 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, do Comercializador de SNG.

43. Esta reformulação implica a alteração dos artigos 99.º e 100.º do Regulamento Tarifário.

ANEXO -
CORRESPONDÊNCIA DE ARTIGOS INSERIDOS NO RT COM OS ARTIGOS IDENTIFICADOS NO ARTIGO
3.º DO ANEXO II DO RRC DO SETOR ELÉTRICO E DO GÁS

RRC SE	Proposta RT
Artigo 39.º Faturação do operador da rede de transporte aos operadores das redes de distribuição	Não introduzido no RT. Corresponde ao artigo 335.º do RRC SE e Gás
Artigo 53.º Taxa de ocupação do subsolo	Não introduzido no RT
Artigo 109.º Faturação dos encargos do termo fixo mensal	Não introduzido no RT. O seu conteúdo já decorre dos artigos existentes. Corresponde ao artigo 61.º do RRC SE e Gás
Artigo 110.º Faturação da capacidade utilizada, da capacidade base anual, da capacidade mensal adicional, da capacidade mensal e da capacidade diária em entregas com registo de medição diário	Introduzido no RT nos artigos 28.º A a 28.º G e artigo 62.º do RRC SE e Gás
Artigo 111.º Faturação de energia	Corresponde ao artigo 28.º G no RT e 63.º no RRC SE e Gás
Artigo 207.º Capacidade base anual	Corresponde ao artigo 28.º C no RT
Artigo 208.º Capacidade mensal adicional	Corresponde ao artigo 28.º D no RT
Artigo 209.º Capacidade mensal	Corresponde ao artigo 28.º E no RT
Artigo 210.º Capacidade diária	Corresponde ao artigo 28.º F no RT
Artigo 211.º Energia	Corresponde ao artigo 28.º G no RT
Artigo 212.º Grandezas a considerar para faturação do uso da rede de transporte nos pontos de entrada da rede	Corresponde ao artigo 63.º A no RT
Artigo 215.º Energia na rede de transporte	Corresponde ao artigo 63.º F no RT
Artigo 216.º Grandezas a medir ou a determinar para faturação do uso do terminal de GNL	Corresponde ao artigo 41.º A no RT
Artigo 217.º Capacidade de armazenamento contratada no terminal de GNL	Corresponde ao artigo 41.º B no RT
Artigo 218.º Energia entregue pelo terminal de GNL	Corresponde ao artigo 41.º E no RT
Artigo 219.º Capacidade de regaseificação contratada	Corresponde ao artigo 41.º C no RT
Artigo 220.º Energia recebida no terminal de GNL	Corresponde ao artigo 41.º D no RT
Artigo 221.º Grandezas a medir ou a determinar para faturação do uso do armazenamento subterrâneo	Corresponde ao artigo 47.º A no RT
Artigo 222.º Energia injetada na infraestrutura de armazenamento subterrâneo	Corresponde ao artigo 47.º B no RT
Artigo 223.º Energia extraída da infraestrutura de armazenamento subterrâneo	Corresponde ao artigo 47.º C no RT
Artigo 224.º Capacidade de armazenamento contratada na infraestrutura de armazenamento subterrâneo	Corresponde ao artigo 47.º D no RT

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

