

PARECER

**Projeto de diploma que estabelece a organização e o
funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG), permitindo a
injeção de outros gases na Rede Nacional de Gás**

Diploma que revoga os Decretos-Lei n.ºs 30/2006 e 140/2006

Julho 2020

Consulta: Secretário de Estado da Presidência do Conselho de Ministros, em 1/7/2020

Base legal: Competências consultivas dos artigos 15º a 18º dos Estatutos da ERSE.

Divulgação: Pode ser disponibilizado publicamente, após tomada de decisão ou um ano após a elaboração, sem prejuízo do acesso ou divulgação anterior nos termos legais. A disponibilização não abarca informação que, por natureza, seja comercialmente sensível ou configure segredo legalmente protegido ou dados pessoais.

Correspondendo a solicitação do Senhor Secretário de Estado da Presidência do Conselho de Ministros, recebida em 1/7/2020 (n/ refª R-Técnicos/2020/2142), a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) emite o seguinte parecer.

1 ENQUADRAMENTO

O projeto de diploma enviado à ERSE **estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG), permitindo a injeção de outros gases na Rede Nacional de Gás**, e transpõe a Diretiva 2019/692 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2019, que altera a Diretiva 2009/73/CE que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural. O projeto de diploma substitui e revoga os Decretos-Lei n.º 30/2006 e n.º 140/2006, sobre o Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), renomeando-o. O diploma inclui e atualiza as bases das concessões do SNG.

A ERSE apresenta neste parecer as sugestões e/ou preocupações relativas ao regime legal proposto.

2 APRECIÇÃO

O mercado de gás natural está inserido no quadro legal do mercado interno de energia e sujeito a uma forte integração europeia ao nível institucional, das regras de funcionamento e dos objetivos de política energética. A sua regulação é uma matéria central das competências da ERSE.

A clarificação legislativa das condições de injeção de gases descarbonizados nas redes de gás natural alinha-se com as prioridades da política energética e vem desbloquear a participação do mercado de gás na descarbonização da economia nacional e europeia.

O diploma assume a prioridade de descarbonizar progressivamente o setor do gás, garantindo, a cada momento, 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. O diploma promove também a revisão de alguns aspetos particulares do quadro legal do gás natural, reforçando o seu paralelismo com o setor elétrico (e.g. a figura da gestão centralizada de garantias, o plano de promoção de eficiência no consumo, o procedimento de elaboração dos planos de desenvolvimento das infraestruturas, entre outros) e incorpora melhorias resultantes da experiência de desenvolvimento do mercado.

A ERSE valoriza positivamente o paralelismo estabelecido entre os setores elétrico e do gás natural porquanto estes setores partilham muitos dos agentes económicos participantes e oferecem, com frequência, ofertas comerciais agregadas aos consumidores residenciais. Alguns dos aspetos agora alterados tratam, precisamente, de repor essas semelhanças em áreas que a legislação original dos dois setores, de 2006, tinha criado em conjunto, mas que, ao longo do tempo, tinham observado desenvolvimentos legislativos autónomos. No plano legislativo europeu, a recente aprovação do pacote «Energia Limpa para todos os Europeus», sobre o setor elétrico, terá em alguns aspetos uma evolução em espelho para a legislação europeia do gás natural, com particular enfoque no enquadramento institucional do mercado interno e no aprofundamento da integração dos dois setores.

Apesar de se valorizar o paralelismo com o setor elétrico, há uma questão desse paralelismo que merece um alerta e preocupação especial: a inclusão do conceito de custos de interesse económico geral (conhecidos, no setor elétrico, pela sigla CIEG) no setor do gás natural. Este tipo de custos, externos ao fornecimento do gás aos clientes finais, pode concorrer em desfavor da sustentabilidade económica das infraestruturas de alta pressão e de distribuição do setor do gás natural. Num setor com as fragilidades que caracterizam o do gás natural, a ERSE considera que custos dessa natureza deverão ser recuperados fora do contexto tarifário.

Noutro sentido, tendo em conta a opção legislativa de alterar significativamente alguns aspetos do setor do gás natural, a ERSE considera pertinente a revisão do enquadramento dos ativos incorpóreos correspondentes aos investimentos realizados pelas concessionárias, associados aos processos de conversão das instalações de clientes para gás natural [Base VII da concessão da atividade de distribuição de gás]. Atualmente, o peso destes investimentos no valor total dos investimentos realizados é bastante relevante, o que não se justifica face à sua tipologia e ao estado de evolução das redes de distribuição de gás natural. Assim sendo, é positiva a incorporação do critério da racionalidade económica neste processo, condicionando a integração dos investimentos desta natureza nos ativos da concessão tendo em conta a fase em que se encontram as áreas de concessão ou os polos de licenciamento em termos de expansão das suas redes.

Nos pontos seguintes, a ERSE apresenta alguns aspetos pontuais do projeto de diploma que, segundo o seu parecer, merecem ponderação ou revisão.

SUSTENTABILIDADE ECONÓMICA DO SETOR

O novo paradigma do setor energético associado à descarbonização começa a ter um reflexo mais abrangente no setor do gás natural. Tal como no setor elétrico, os custos das redes pesam no custo final de fornecimento, mas no setor do gás natural são mais dificilmente recuperáveis. Tal sucede pelo facto de o gás natural ter formas de energia concorrentes, que facilmente substituem este combustível.

Ora, precisamente, a previsão da evolução dos consumos de gás natural no médio prazo não é favorável, ainda mais num futuro marcado pela pandemia Covid-19. Esta circunstância deve aumentar a atenção para a **necessidade de conter as tarifas de acesso às redes de gás**, evitando sobrecarregá-las com custos suplementares aos que o contexto previsível já antecipa. Essa perspetiva parece acautelada no projeto de diploma, ao prever o financiamento dos sobrecustos com a aquisição de gases descarbonizados pelo Fundo Ambiental [art. 155.º]. No entanto, não pode ser ignorado o risco da concretização do financiamento pelo Fundo Ambiental, o qual fica dependente das restrições anuais fixadas pelo Orçamento do Estado (acresce que se prevê a redução de uma das fontes de receita do Fundo, associada às receitas com as licenças de emissão de CO₂ e do ISP, em virtude da redução exetável da produção de eletricidade com emissões de CO₂). Também importa considerar com prudência os eventuais investimentos nas redes para receber as injeções de outros gases (especialmente na parcela não comparticipada pelos produtores), outros mecanismos de promoção dessas injeções ou outros custos acessórios. Em particular na fase inicial, os custos de inovação terão de ser muito bem ponderados e financiados por fundos públicos, nacionais ou europeus, entre outros mecanismos externos ao sistema nacional de gás.

O número 2 do artigo 109.º prevê que o membro do Governo responsável pela área da energia possa definir os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) nas tarifas reguladas.

A ERSE entende que não é desejável a criação de CIEG também para o setor do gás natural.

Recorde-se que, no setor da energia elétrica, os montantes pagos pelos consumidores a este nível abarcam os seguintes custos:

- a) Os montantes dos incentivos à garantia de potência;
- b) Os sobrecustos da produção de eletricidade em regime especial;

- c) A diferença entre os encargos totais com a aquisição e a receita proveniente da venda da energia elétrica adquirida ao abrigo dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) em vigor;
- d) Os encargos com os custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC);
- e) Os custos com a remuneração dos terrenos do domínio público hídrico;
- f) Os custos com planos de promoção da eficiência no consumo;
- g) Os montantes respeitantes à sustentabilidade dos mercados;
- h) Os subproventos decorrentes da extinção das tarifas reguladas e os sobrecustos com a convergência tarifária com as Regiões Autónomas;
- i) Outros custos previstos no Regulamento Tarifário a repercutir na tarifa de Uso Global do Sistema.

Nesse setor, da eletricidade, alguns CIEG vêm claramente nominados pelo legislador (cf. artigo 61.º do Decreto-Lei n.º 29/2006).

O setor do gás, além de não ter tradição nos CIEG, tem um segmento doméstico quase inexpressivo, assentando a maior parte dos consumos em segmentos muito sujeitos à concorrência internacional e/ou à substituição por combustíveis alternativos ou mesmo por eletricidade. A inclusão de custos adicionais de decisão administrativa nas tarifas corre sérios riscos de acelerar a troca de vetor energético pelos consumidores, deixando problemas de sustentabilidade económica no setor, já marcado, por exemplo, pela recuperação do passivo das taxas de ocupação do subsolo, de origem municipal, e cujos valores pressionam no sentido da alteração de fonte de energia atento o seu impacto na fatura dos clientes. Este é, aliás, um tema cuja solução legislativa está ainda pendente de concretização.

O financiamento de medidas de política energética neste setor deve ser externo ao tarifário. Caso ocorra de modo outro, pode verificar-se uma migração de consumidores para o setor elétrico que, dessa forma, deixam de suportar os custos com as infraestruturas do setor do gás natural, onerando (unitariamente), assim, os demais consumidores que permaneçam no setor (e que veem acrescido o incentivo de saída).

Acrescente-se, ainda, que a inclusão destes custos, sem habilitação legal expressa, é legalmente disputável. Alerta-se que criação de CIEG, por via administrativa, face à sua possível classificação jurídica como “tributos” é suscetível de impedir a respetiva conceção e densificação através de instrumento que não seja legislativo.

PREÇO DE REFERÊNCIA PARA VENDA DE OUTROS GASES PELO CUR GROSSISTA

Tendo em consideração a entrada em funcionamento, no curto-prazo, da plataforma MIBGÁS, para negociação de produtos de gás natural com entrega em Portugal, a ERSE interpreta a redação do artigo 64.º relativa à venda de outros gases pelo comercializador de último recurso grossista (CURG) aos restantes comercializadores a “preços de referência diários do MIBGÁS” como referindo-se aos preços dos produtos com entrega em Portugal. Apenas na eventual inexistência de tal referência de preço (por ausência de transações, por exemplo), ou se o preço da referência utilizado for pouco líquido (i.e. com um nível de liquidez de mercado inferior a 10% da que ocorre no produto correspondente com entrega em Espanha), a referência de preço deve referir-se ao produto com entrega em Espanha, adicionado das tarifas aplicáveis ao Ponto Virtual de Interligação entre Portugal e Espanha, como cláusula de salvaguarda. Este aspeto concorre também para evidenciar a necessidade de concretização do MIBGÁS, como adiante se voltará a referir.

DIREITOS E DEVERES DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

O artigo 65.º estipula como obrigação do CUR Retalhista (CUR) “[f]ornecer gás aos clientes cujo comercializador tenha ficado impedido de exercer a atividade de comercialização (...)” (artigo 65.º, n.º 3, al. c)). De seguida, o n.º 5 estabelece que, nessa circunstância, o OLMC notifica o CUR para que este comunique aos consumidores que passarão a ser fornecidos por este, até que contratem um outro comercializador.

Entende-se que, dados os motivos que levam a que os consumidores passem a ser abastecidos pelo CUR e de modo a não burocratizar excessivamente o procedimento, deve mater-se a ERSE, enquanto entidade reguladora do setor, a enviar a notificação ao CUR, como sucede presentemente. O OLMC, entidade regulada, não desencadeia tal processo nas situações a que se refere a alínea c) do n.º 3 do artigo 65.º, ainda que tenha um papel a desempenhar na migração de clientes entre a carteira do comercializador impedido de atuar e a carteira do CUR. Considera-se adequado incluir uma remissão para o Regulamento de Relações Comerciais para evitar inconsistências operacionais e equivalência entre setores.

Quanto à utilização da definição de comercializadores registados no âmbito da interrupção de fornecimento ou fornecimento supletivo pelo CUR (n.º 5 e n.º 6 do artigo 65.º), pode eventualmente decorrer que existam comercializadores com registos efetuados, mas que não estejam habilitados a prestar

o serviço enquanto comercializadores. Sugere-se a utilização da expressão de “comercializadores em regime de mercado devidamente habilitados a atuar como tal”.

APOIOS À PRODUÇÃO DE GASES RENOVÁVEIS

O artigo 73.º estabelece a competência do membro do Governo responsável pela área da energia para definir, por portaria: (i) regimes específicos de aquisição para determinados gases de origem renovável ou gases de baixo teor de carbono; (ii) outros mecanismos de apoio à produção de gases de origem renovável ou de gases de baixo teor de carbono, destinados a alcançar a paridade de custo entre estes gases e o gás natural; e (iii) outros mecanismos de apoio à produção de gases de origem renovável ou de gases de baixo teor de carbono, destinados a alcançar a paridade de custo entre estes gases e combustíveis fósseis.

De outro passo, prevê-se a possibilidade de reflexão de custos de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) no sistema tarifário do gás natural, também através de portaria (veja-se, a este propósito, os comentários *infra* sobre o artigo 109.º).

A regulamentação de todos estes aspetos, inclusive de forma combinada, através de portaria de um único membro do executivo corresponde a um fenómeno de *deslegalização* e vem permitir, inovadoramente, a introdução de custos não respeitantes diretamente às atividades reguladas no sistema tarifário.

A ERSE é contrária à introdução destes mecanismos no setor do gás natural que tem permanecido, ao contrário do setor elétrico, imune à introdução de CIEG. Em todo o caso, sempre se diga que se deve evitar a criação de mecanismos que possam ser considerados tributos (que não podem ser criados por via regulamentar) com as inerentes problemáticas de constitucionalidade que, de algum modo, têm vindo a ser refletidas no caso do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

Ainda quanto à proposta do artigo 73.º referente aos apoios à produção, à semelhança do que foi incluído no n.º 1, seria importante ouvir a ERSE, de modo a assegurar a adequação das políticas com a intervenção regulatória visando a assegurar a sustentabilidade das medidas e a minimização dos seus impactos nos consumidores de gás natural.

De modo a poder efetuar-se uma compatibilização com o disposto no artigo 64.º, para cada um dos mecanismos previstos nos n.ºs 1 a 3 do artigo 73.º, deve igualmente ficar clarificado se a entidade que operacionaliza o mecanismo é o CUR Grossista, quando este diga respeito à injeção de outros gases nas infraestruturas do SNG.

DEVERES DOS CONSUMIDORES

A alínea e) do artigo 76.º refere que é dever do consumidor assegurar, no seu aprovisionamento de gás, a incorporação das quotas mínimas de outros gases.

Sobre esta redação, a ERSE sublinha que não cabe aos consumidores assegurar no seu aprovisionamento de gás a incorporação das quotas mínimas de outros gases, mas sim aos comercializadores ou, quando for o caso, aos consumidores apenas na situação de atuarem diretamente nos mercados grossistas de gás e sempre que celebrem diretamente com o operador de rede de transporte o contrato de uso das redes, pelo que a ERSE sugere eliminar esta proposta de alínea.

GESTOR DE GARANTIAS DO SNG

A ERSE considera positivo o desenvolvimento legislativo sobre o gestor de garantias do SNG, visando assegurar a mitigação de riscos inerentes às responsabilidades no âmbito do SNG através da gestão integrada, em conjunto ou em separado, das garantias a prestar pelos comercializadores ou agentes de mercado, no âmbito do SNG. Esta redação segue os mesmos princípios orientadores que foram estabelecidos para o setor elétrico, no Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, o qual consagrou a existência legal de um regime integrado de gestão de riscos e garantias no âmbito do SEN, prevendo-se expressamente a figura do gestor integrado de garantias e a adoção de regras de gestão prudencial e que delega na ERSE como a entidade responsável por regulamentar essa atividade.

GESTÃO LOGÍSTICA DAS UAG DAS REDES NÃO INTERLIGADAS

A função de gestão logística das UAG refere-se ao processo de coordenação e/ou contratação do transporte de GNL por camiões cisterna, para abastecimento das UAG das redes de distribuição não interligadas. A coordenação assegura que o GNL entregue por vários comercializadores assegure os

balanços respetivos de gás de cada agente de mercado nessas infraestruturas e que os níveis técnicos de operação das UAG são respeitados.

Atualmente a função está atribuída, de facto, ao Comercializador de Último Recurso Grossista. Haveria vantagem em estabelecer em lei a função e a entidade com essa competência, por razões de serviço público. Sugere-se, assim, a inclusão desta função, embora mereça ponderação a entidade a quem será entregue. A situação atual tem razões históricas. No entanto, fazendo esta entidade a gestão dos balanços de gás nas infraestruturas de rede, a sua independência face a um qualquer comercializador é um importante fator a valorizar. Os operadores de redes parecem, assim, mais bem colocados, nesta perspetiva, para assegurar a coordenação destas cargas de forma neutra. Esta opção poderá ser avaliada pelos operadores em questão, no âmbito do processo legislativo.

OPERADOR DO MERCADO ORGANIZADO IBÉRICO DE GÁS NATURAL

O projeto de diploma mantém a figura do operador de mercado organizado do gás, sujeita a autorização ministerial. Simultaneamente mantém o objetivo da integração regional da gestão destes mercados.

Tendo presente a Portaria n.º 643/2015, que designa o MIBGAS SA como operador do mercado organizado de gás natural para Portugal, bem como os recentes desenvolvimentos na implementação desta solução, a ERSE sugere que este operador seja já reconhecido no âmbito do diploma ou em decisões paralelas. Aliás, o MIBGÁS é referido no artigo 64.º.

Igualmente, a ERSE reforça a necessidade de se promoverem os acordos internacionais referidos no projeto de diploma (e já previstos na legislação em vigor) com o objetivo da plena integração do mercado ibérico de gás natural, tal como aconteceu, com sucesso assinalável, para o setor elétrico.

TRANSFERÊNCIA DE BENS AFETOS ÀS LICENÇAS DE DISTRIBUIÇÃO LOCAL

No artigo 44.º, n.º 2 estabelece-se que a transferência de bens afetos às licenças de distribuição local confere o direito ao recebimento de uma indemnização em relação aos investimentos que tenham sido realizados e que não se encontrem amortizados. Estabelece-se, todavia, que no período de três anos que antecede a data de extinção da concessão devem tais investimentos ser autorizados pelo diretor geral de energia e geologia.

A ERSE questiona que o enfoque da obrigação de autorização em causa seja exclusivo apenas dos últimos três anos antes do fim da licença de distribuição local. Em particular, reforça-se que os investimentos que não se limitem a garantir a adequada funcionalidade da rede existente, mas outrossim respeitem à expansão da rede ou ampliação das suas capacidades, sejam necessariamente submetidos à disciplina dos planos de investimento das redes no setor e à sua aprovação como previsto do diploma. Sugere-se, ainda, que fique explicitado que tal obrigação não é restrita às licenças de distribuição local, abrangendo também as concessões.

REDES DE DISTRIBUIÇÃO FECHADAS

Anota-se que a portaria prevista no n.º 4 do artigo 46.º passa a ser definida exclusivamente pelo membro do Governo com competências na área da energia uma vez que decisão pode ter impactos noutras áreas de governação.

CONDIÇÕES DO CONTRATO A CELEBRAR ENTRE CONSUMIDOR E COMERCIALIZADOR

Sugere-se a uniformização do prazo de 21 dias, previsto no artigo 74.º, n.º 2, al. a) com o prazo de 3 semanas previsto no artigo 57.º, n.º 6. Neste número, sugere-se ainda a eliminação da passagem *“respeitando as condições contratuais”*. Atenta a natureza associativa do OLMC, as funções específicas e reguladas pela ERSE que lhe estão cometidas, não é compreensível ou desejável que o OLMC analise condições contratuais dos clientes que pedem para mudar de comercializador. Para a conflitualidade relacionada com aspetos contratuais, os comercializadores podem recorrer aos tribunais, tendo os consumidores à sua disposição não apenas o sistema judicial como mecanismos alternativos de resolução de conflitos, incluindo os centros de arbitragem com os quais a ERSE celebrou protocolos de financiamento em linha com os despachos do Secretário de Estado do Comércio, Serviços e Defesa do Consumidor e da Secretária de Estado da Justiça. Acrescem as atribuições cometidas à ERSE em matéria de conflitos e tratamento de reclamações entre agentes e entre estes e os consumidores, bem como de regulamentação em matéria de relações comerciais que, muitas vezes, encontram expressão contratual

Finalmente, atendendo à evolução digital que se vem operando – e pese embora o prazo de seis semanas para envio de fatura com acerto final de contas estar em vigor, nos termos regulamentares previstos pela ERSE – sugere-se que não seja definido um prazo através de intervenção legislativa. Será preferível a cristalização ocorrer por via regulamentar que, por natureza, é mais expedita a conformar a realidade do que o procedimento legislativo.

OBRIGAÇÃO DE CONFIDENCIALIDADE PELA ERSE, DGEG E INE

Sugere-se que, no artigo 84.º, se inclua uma passagem que determine a obrigação de a entidade recetora da informação manter o mesmo nível de confidencialidade das informações ao qual se encontra sujeita a entidade emitente.

FORNECIMENTO DE CLIENTES POR COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO EM REGIME TRANSITÓRIO

O projeto de diploma estabelece que os comercializadores de último recurso retalhistas são responsáveis pelo fornecimento de gás a clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ [artigo 61.º, n.º 3; artigo 65.º, n.º 3, al. g)].

Contudo, de acordo com o estabelecido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, o prazo para prolongamento das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes de Baixa Pressão com consumos anuais de gás natural superiores a 10 000 m³ é 31 de dezembro de 2022.

Adicionalmente, o prazo para a extinção das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para clientes de Baixa Pressão com consumos anuais de gás natural inferiores ou iguais a 10 000 m³ é 31 de dezembro de 2025.

Por este motivo sugere-se reformular os referidos artigos no sentido de reconhecer que os comercializadores de último recurso retalhistas são responsáveis pelo fornecimento de gás a todos os clientes finais em Baixa Pressão, enquanto vigorarem as tarifas transitórias legalmente estabelecidas.

TRATAMENTO TARIFÁRIO DIFERENCIADO DOS ESTABELECIMENTOS DE PRODUÇÃO DE OUTROS GASES

O projeto de diploma estabelece que 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 [artigo 109.º, n.º 7]. No número seguinte é referido que este tratamento depende da avaliação do impacto da evolução da injeção de outros gases na RPG no equilíbrio económico-financeiro do SNG, a elaborar pela ERSE.

A expressão de «tratamento tarifário» é suficientemente ampla para poder justificar um conjunto alargado de interpretações, incluindo as situações de discriminação positiva ou discriminação negativa, sendo a segunda pouco provável de estar na mente do legislador. Inclusivamente, a formulação não restringe esta regra diferenciada ao ato da injeção de gás por parte dos produtores mencionados. A formulação poderia, inclusivamente, ser interpretada no sentido de implementar um regime de isenção parcial ou total sobre as tarifas reguladas a aplicar ao gás natural extraído a partir da RPG por estes produtores, como por exemplo as tarifas de acesso às redes (como seria o caso da produção de hidrogénio a partir de gás natural como matéria prima, por exemplo).

Neste contexto, sublinha-se que o Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março de 2017, sobre as estruturas harmonizadas das tarifas de transporte de gás natural, constitui um quadro regulamentar europeu para os sistemas tarifários para o transporte de gás, limitando, naturalmente, o espaço de decisão para tratamentos tarifários.

Não obstante, considera-se positivo prever uma avaliação de impacto pela ERSE, quanto ao equilíbrio económico-financeiro do SNG. Isto é particularmente relevante no caso de os tratamentos tarifários de discriminação positiva para os produtores mencionados implicarem num primeiro momento um aumento tarifário para os restantes utilizadores do sistema, por todas as razões já referidas quanto à sustentabilidade do setor.

Em suma, a ERSE sugere uma melhor clarificação quanto ao âmbito do tratamento tarifário diferenciando, alertando-se para a necessidade de assegurar sempre o cumprimento do quadro regulamentar europeu.

ENUMERAÇÃO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE REGULADA

No artigo 109.º, relativo ao sistema tarifário, sugere-se substituir a enumeração individual das tarifas reguladas por atividade por uma expressão agregadora, como por exemplo « ... considerando como tal as várias tarifas reguladas pela ERSE para as atividades reguladas do setor de gás, ...». Uma formulação mais

geral evita o problema de alterações de nome ou de estrutura nas tarifas aprovadas pela ERSE poderem entrar em contradição como artigo 109.º.¹

Relativamente à redação do número 2 do artigo 109.º, recordam-se ainda os argumentos já apresentados *supra*, relativamente ao potencial efeito dos CIEG na sustentabilidade do setor do gás.

3 CONCLUSÕES

O projeto de diploma em apreciação representa um passo significativo no desenvolvimento de um setor gasista com menor incorporação de carbono, mais alinhado com a política energética e, assim, com maiores perspetivas de desenvolvimento e de manutenção como setor relevante na fileira da energia.

As opções legislativas mantêm a flexibilidade quanto às tecnologias utilizadas na produção de gases descarbonizados ou renováveis, o que é muito relevante na perspetiva do bom funcionamento do mercado e do aproveitamento do potencial que essas tecnologias venham a demonstrar à medida que o seu estágio de desenvolvimento se torne mais maduro.

O modelo comercial previsto para os gases descarbonizados ou renováveis mantém o protagonismo dos comercializadores na dinamização do mercado, permitindo que estes sejam também uma força dinamizadora da transição energética, oferecendo propostas comerciais com menor incorporação de carbono, além dos valores obrigatórios que venham a ser determinados.

A subsidiação dos custos de produção de gases descarbonizados através de transferências do Fundo Ambiental ou outro externo ao setor é essencial para evitar o impacto sobre os custos de fornecimento de gás a clientes finais.

Não obstante, as características históricas do setor do gás (muito sujeito à concorrência por outros vetores energéticos) e as perspetivas de evolução do mercado nacional e internacional (declínio da procura a médio prazo, fruto da redução da intensidade energética e carbónica da economia) devem reforçar a prudência com que são avaliados novos custos incidentes sobre o setor.

¹ Como exemplo refira-se que a enumeração de tarifas atualmente incluída na proposta de diploma não inclui a tarifa de energia ou a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, esta última incluída no sistema tarifário do gás natural com o ano gás 2018-2019.

A ERSE realça a sua preocupação com os aspetos da sustentabilidade económica do setor, já delicada no contexto da descarbonização e globalização. Qualquer introdução de novos custos que prejudiquem a competitividade do gás natural em Portugal, afeta decisivamente segmentos de consumo fortemente expostos a fatores concorrenciais, quer de concorrentes noutros países, quer também de outros vetores energéticos. Nessa medida, é de destacar a preocupação e alerta quanto à inclusão do conceito de CIEG no setor do gás natural.

A ERSE apoia o desenvolvimento do quadro legal alinhando-o com a política europeia e nacional de descarbonização do setor energético, cabendo pugnar pela necessidade de consistência entre os vários papéis e funções que, a propósito dessa evolução, são cometidos a diferentes entidades, cujo âmbito de atuação é naturalmente diferente face à sua natureza e atribuições legais, incluindo as que decorrem de transposição de diretivas europeias.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, em 3 de julho de 2020

Emitido no exercício das competências consultivas dos artigos 15º a 18º dos Estatutos da ERSE, o parecer é suscetível de ser disponibilizado publicamente, após tomada de decisão ou um ano após a elaboração, sem prejuízo do acesso ou divulgação anterior, nos termos legais. A disponibilização não abarca a informação que, por natureza, seja comercialmente sensível, segredo legalmente protegido ou dados pessoais.