

PARECER SOBRE

Proposta de alteração do modelo de compensação das redes de distribuição de gás não interligadas, abastecidas com Unidades Autónomas de Gás (UAG) e cisternas de gás natural liquefeito (GNL)

Consulta Pública n.º 116

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

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

Na sequência da participação do CT/SNG, nas Consultas Públicas n.ºs 87 e 96, que abordaram temas em análise na presente Consulta Pública, é entendimento deste órgão emitir parecer à presente Consulta.

Nos termos do ponto 5 do Art.º 5º do Regimento Interno do CT, foram convidados a efetuar uma apresentação deste tema ao CT, representantes dos Operadores de Rede de Distribuição (ORD), do Gestor Técnico Global (GTG) e do Gestor Logístico das UAG (GLUAG).

No dia 14/9/2023 fizeram uma apresentação ao CT, Gonçalo Monteiro (representante do GLUAG), João Pedro Martins e Fernando Sanches, (representantes dos ORD), Pedro Pereira, Alexandre Cachão e Bruno Nunes (representantes do GTG).

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

I – ENQUADRAMENTO

1. A Diretiva da ERSE n.º 9/2021, de 12 de maio, aprovou o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do Sistema Nacional do Gás (MPGTG), completando a concretização plena do código de rede europeu, para a compensação das redes, no contexto específico do Sistema Nacional do Gás (SNG), instituído pelo Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março de 2014.
2. Em paralelo, o MPGTG passou também a adotar a nova orgânica do SNG, dada pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, em particular no domínio da possibilidade de injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono nas redes de gás ou da gestão integrada de garantias.
3. A promoção da injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono nas redes de gás, em substituição do consumo de gás natural, foi um dos elementos principais da alteração do regime jurídico do setor, pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.
4. Em complemento dos objetivos fixados pelo MPGTG, vários contributos na Consulta Pública n.º 96 solicitaram alterações regulamentares no sentido de permitir uma ligação comercial entre as carteiras dos comercializadores nas redes não interligadas e as carteiras no âmbito do *Virtual Trading Point* (VTP), com vista a:

¹ Doravante abreviado por CT.

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

CONSELHO TARIFÁRIO

- a. viabilizar a participação da injeção de gases renováveis nas redes não interligadas no mercado grossista de gás;
 - b. simplificar o processo de compensação nas redes não interligadas;
 - c. responsabilizar os agentes de mercado por essa compensação;
 - d. simplificar os processos associados ao abastecimento de gás nestas redes não interligadas, promovendo a concorrência nestas redes.
5. O MPGTG em vigor, em particular no ponto 8.7 das disposições finais, prevê já a necessidade da sua revisão, por forma a incluir um mecanismo de conciliação das quantidades das carteiras de compensação dos agentes de mercado correspondentes a redes não interligadas.
6. De acordo com a supra citada norma do MPGTG *“O mecanismo deve oferecer uma alternativa ao conceito de gás de operação usado na compensação da rede de transporte, ser compatível com a logística do abastecimento de GNL às UAG de rede e com a realidade da injeção de gases de origem renovável na rede de distribuição e transmitir incentivos à compensação dos agentes de mercado”*.
7. Neste sentido, a ERSE incumbiu os operadores das redes de distribuição de gás (ORD) de apresentar uma proposta que respondesse a esta necessidade de atualização da regulamentação do SNG, mais tornada necessária pela próxima introdução de Gases de Origem Renovável (GOR) no sistema.
8. Pelas fortes ligações com o processo logístico de abastecimento de gás às UAG e com os processos de compensação já existentes na Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) e por indicação da ERSE, os operadores das redes de distribuição envolveram o Gestor Logístico das UAG (GLUAG) e o Gestor Técnico Global (GTG) na elaboração da proposta, que se associaram à mesma.
9. Em cumprimento do referido nos pontos anteriores, os operadores das redes de distribuição não interligadas, o GLUAG e o GTG apresentaram à ERSE uma proposta conjunta para o modelo de compensação das redes de distribuição não interligadas que prevê:
- a. um novo conceito, a “UAG Virtual”, com vista à simplificação da atividade comercial nestas redes e a facilitar a compensação dos agentes de mercado nestas redes não interligadas;
 - b. mecanismos de incentivo à compensação na UAG Virtual e de transferências comerciais de gás entre a UAG Virtual e as restantes infraestruturas do SNG;
 - c. a explicitação do tratamento da injeção de GOR nas redes não interligadas e a receção de gás renovável nas UAG de rede.
10. A compatibilidade deste modelo com a logística de abastecimento de gás, através de cisternas, às várias UAG de rede, é garantida através da reformulação do Manual da Gestão Logística de Abastecimento das UAG (MGLA) e pela consequente revogação da Diretiva n.º 17/2014, de 18 de agosto, bem como a aprovação de novos procedimentos no âmbito do MPGTG.
11. Reconhecendo a necessidade de adaptação dos MPGTG e MGLA à nova realidade económica e ambiental em que o SNG está envolvido, o CT regista que as versões propostas para os manuais, enquanto documentos de âmbito procedimental, não incluem análises sobre eventuais custos para o sistema que possam surgir no âmbito da sua operacionalização, considerando que a ERSE deveria ter apresentado, mesmo que apenas numa base qualitativa, alguma reflexão sobre esta questão no Documento Justificativo.

12. Em qualquer caso, o CT releva positivamente o trabalho prévio realizado conjuntamente pelos operadores e pela ERSE e que resultou na proposta em análise, que visa facilitar a operacionalização dos múltiplos processos associados à nova metodologia de compensação das redes de distribuição não interligadas e a realização de balanços físicos e comerciais, bem como a logística de abastecimento às UAG dos GOR de forma integrada, com maior simplicidade, rigor e transparência.

II – ESPECIALIDADE

1. Descrição sintética da nova metodologia

A infraestrutura de transporte e distribuição de gás em Portugal contempla abastecimento através de gasoduto ou de UAG. Estas UAG, sejam de rede ou privadas, são abastecidas a partir do Terminal de GNL de Sines através de transporte rodoviário ou ferroviário.

Por sua vez, estas UAG abastecem consumidores finais domésticos e não domésticos através de unidades de rede geridas pelos ORD, ou unidades privadas que são propriedade dos próprios clientes. O quadro seguinte apresenta o número de UAG para ambas as tipologias, bem como o respetivo consumo referente ao período de 2022.

Quadro 2-1 – Número de UAG e respetivo consumo em Portugal continental, em 2022

	Número de UAG	Consumo (GWh)
UAG de rede	56	705
UAG privadas	66	878

Fonte: Documento justificativo da ERSE da CP 116

O papel das UAG de rede é particularmente importante numa perspetiva de coesão territorial, na medida em que permite o abastecimento de consumidores em localizações geográficas onde não existe rede interligada, quer seja por constrangimentos físicos, quer seja por questões de proporcionalidade económica face a uma opção de rede interligada.

No que respeita ao abastecimento e gestão das UAG de rede, enquanto tipologia visada nesta proposta da ERSE, o processo e os seus intervenientes encontram-se devidamente definidos no enquadramento legal e regulatório:

- Operador de rede de distribuição (ORD) – entidade responsável pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da rede de distribuição numa área específica, incluindo a UAG que abastece esta rede local;
- Produtor de gás renovável (PGR) – entidade registada para a produção de gases renováveis ou de baixo teor de carbono e que injeta gás na rede, diretamente ou através de entrega de cisternas numa UAG;
- Comercializador (COM) – entidade que fornece os clientes finais nas redes de distribuição, interligadas e não interligadas, e que é responsável por assegurar o abastecimento de gás nessas redes, incluindo os comercializadores de último recurso;

- Gestor Técnico Global (GTG) – função do operador da rede de transporte, na qual é responsável pela gestão dos fluxos físicos e comerciais na rede nacional de transporte de gás e nas infraestruturas de alta pressão;
- Gestor Logístico das UAG (GL UAG) – função do comercializador de último recurso grossista, na qual é responsável pela gestão integrada da logística de abastecimento de gás das UAG das redes não interligadas.

O modelo atual de gestão de redes não interligadas estabelece que os ORD são responsáveis pela atribuição a cada agente de mercado das quantidades de gás veiculadas nos pontos relevantes das redes não interligadas pertencentes ao SNG (repartições), elaboração dos balanços físicos e comerciais nas UAG e disponibilização das repartições e balanços aos agentes de mercado e ao GL UAG.

As regras para a elaboração das repartições nas redes de distribuição estão previstas no MPGTG. A informação de repartições e balanços é, atualmente, individualizada por UAG e por agente de mercado, sendo enviada com periodicidade diária e mensal, após consolidação, aos agentes de mercado, ao GTG e ao GL UAG.

No modelo atual, o enquadramento regulamentar prevê que o transporte de gás para as UAG de rede seja contratado diretamente pelo agente de mercado ou que este agente delegue no GL UAG a contratação desse serviço. No caso das UAG privadas, o transporte de GNL é da exclusiva responsabilidade do comercializador.

A definição atual do MPGTG prevê que os ORD devem apresentar uma proposta para um mecanismo de conciliação de quantidades dos agentes de mercado em redes não interligadas, compatível com a estrutura do mercado liberalizado, o que enquadra a proposta presente em consulta.

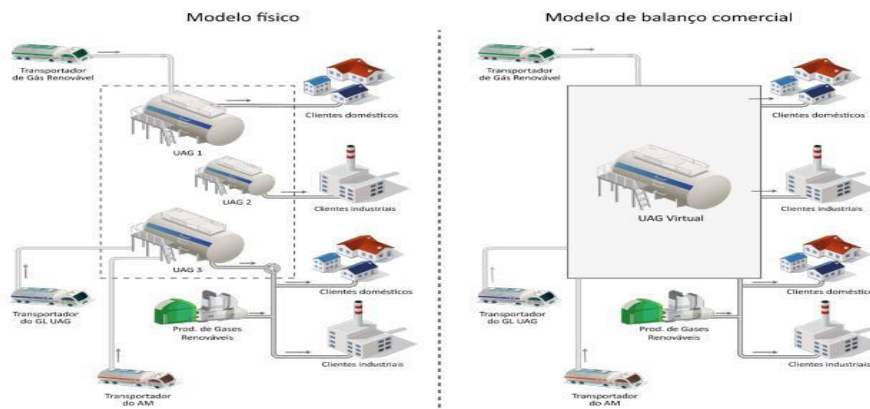
Não obstante o objetivo primário de conciliação de quantidades dos agentes, o mecanismo proposto procura ainda conciliar a dimensão da oferta, nomeadamente no que se refere à injeção descentralizada de gases de origem renovável.

De acordo com a ERSE, o mecanismo atual de balanço comercial nas UAG, por si desenvolvido, apresenta como desvantagem gerar diferenças consideráveis de existências dos agentes de mercado entre as várias infraestruturas, originando desequilíbrios significativos e uma gestão mais complexa destas infraestruturas, essencialmente em termos comerciais. Assim, a ERSE apresenta a consulta um novo modelo de compensação das redes de distribuição não interligadas, de acordo com a proposta apresentada pelos Operadores, que assenta na criação do conceito da UAG Virtual, para efeitos dos balanços comerciais de gás dos agentes de mercado.

A solução proposta torna irrelevante, para efeitos de balanço, a localização (UAG) das existências de gás dos agentes de mercado ou a dos pontos de injeção de gases de origem renovável nas redes de distribuição não interligadas.

Do ponto de vista da gestão, este modelo introduz uma diferenciação entre as dimensões da gestão física e do balanço comercial, como se pode observar na imagem seguinte:

Figura 2-3 – Proposta de modelo de balanço de gás nas UAG de rede



Fonte: Documento justificativo da ERSE da CP 116

O processo de apuramento do balanço físico realizado para cada UAG, fundamental para garantir a segurança no abastecimento contínuo, consiste em determinar diariamente as quantidades energéticas de gás que concorrem para a definição dos stocks (inicial e final) de cada unidade, os abastecimentos com origem no Terminal de GNL, as saídas de gás para clientes, as correções referentes a acertos de medição e as perdas e autoconsumos de gás reais da infraestrutura, referente à UAG que fornece gás a uma rede de distribuição.

a. Modelo de compensação física

Esta dimensão está diretamente relacionada com a disponibilidade física do gás em cada unidade, e visa assegurar o seu funcionamento, sem perturbações e dentro dos limites técnicos de operação.

Nessa compensação, as existências em cada UAG (e em cada um dos seus reservatórios) são monitorizadas, sendo medidas e contabilizadas as quantidades de gás saídas e entradas na UAG resultantes das descargas de cisternas programadas semanalmente pelo GLUAG.

O transporte de gás pode ser assegurado diretamente pelo agente de mercado ou pode ser assegurado pelo GLUAG. Embora atualmente o GNL tenha apenas origem no Terminal de GNL em Sines, o novo modelo prevê a possibilidade de entregas de gás renovável liquefeito, produzido em instalações não ligadas à rede de distribuição. Essas cargas de gás renovável terão um tratamento semelhante às restantes, integrando o plano semanal de cargas do GLUAG.

Este plano semanal de cargas de gás assegura, por um lado, a manutenção dos níveis dos reservatórios das UAG de forma a garantir o fornecimento de gás, e por outro, a atribuição das cargas aos agentes de mercado responsáveis pelos consumos nas redes não interligadas, assegurando a compensação das suas existências na UAG Virtual.

b. Modelo de compensação comercial

A proposta da ERSE pressupõe que, nesta dimensão do modelo de compensação comercial, as repartições do consumo sejam efetuadas pelos ORD, enquanto o processo de balanço comercial dos agentes de mercado na UAG Virtual é da responsabilidade do GTG:

- ORD - procedem à validação da informação a disponibilizar, tendo em consideração os dados de medição nos pontos de consumo e nos pontos de injeção de produtores, os valores de perdas e

autoconsumos reais apurados e as quantidades de energia medidas à entrada da rede de distribuição.

- GTG - determina diariamente as existências dos agentes de mercado no balanço da UAG Virtual, tendo em conta a informação comunicada por cada ORD. Esses balanços consideram ainda o gás entregue pelo agente de mercado numa UAG de rede.

A proposta inclui um mecanismo de incentivo ao equilíbrio, que penaliza o agente de mercado se as suas existências na UAG Virtual estiverem abaixo do limite mínimo comercial atribuído ou se acumular gás com origem na produção de gases de baixo teor em carbono ou renovável acima do limite máximo.

Adicionalmente, é introduzida a figura do agente de mercado agregador que visa facilitar o processo logístico e de compensação dos agentes de mercado com pequenas carteiras de clientes. Sumariamente, consiste na possibilidade de um agente de mercado delegar num terceiro, também agente de mercado (agregador), as suas responsabilidades pelo abastecimento das UAG e compensação em redes não interligadas. Assim, os consumos dos agentes que optam pela delegação, passam a ser geridos na UAG virtual de forma agregada pelo agente agregador.

Este novo modelo de compensação comercial permite que um único agente (GTG) desenvolva uma visão transversal sobre a totalidade das redes não interligadas, contribuindo para a simplificação de alguns processos quotidianos, por via da criação de um ponto de contacto entre as redes não interligadas e o Terminal de GNL.

De acordo com a ERSE, para além de promover a convergência de processos aplicáveis às redes não interligadas com as restantes redes de distribuição, esta solução permitirá simplificar o entendimento sobre o funcionamento do sistema por parte de todos os envolvidos.

2. Alterações propostas

2.1. MPGTG

A proposta apresentada, consubstanciada numa nova metodologia de compensação das redes de distribuição não interligadas, assenta no conceito de UAG Virtual, distinguindo entre modelos de compensação física e comercial, suportados na agregação de repartições dos fluxos físicos e na introdução de novos fluxos de transferência comercial que são vertidos para os balanços de forma a garantir a coerência global da nova metodologia.

O CT regista que os textos colocados em consulta pela ERSE traduzem no essencial a proposta conjunta apresentada pelos operadores, o que à partida agiliza a respetiva operacionalização e a garantia de cumprimento dos objetivos estabelecidos.

A ERSE propõe acrescentar ao MPGTG os seguintes procedimentos:

- Procedimento n.º 23 - Repartições nas UAG de rede;
- Procedimento n.º 24 - Balanços nas UAG de rede;
- Procedimento n.º 25 - Definições de existências mínimas comerciais na UAG Virtual;
- Procedimento n.º 26 - Mecanismo de incentivo à compensação na UAG Virtual;
- Procedimento n.º 27 - Mecanismo de intercâmbios comerciais de gás na UAG Virtual.

Repartições e Balanços nas UAG de rede

As repartições são processos realizados de forma individualizada para cada UAG, contabilizando-se, por agente mercado, entradas (por cisterna ou na rede através de instalações de produção ligadas à rede) e saídas da UAG para consumo.

Em termos de repartições na ligação entre a UAG e as redes de distribuição e/ou os clientes, a metodologia proposta é idêntica à já prevista no MPGTG, para as ligações entre a rede de transporte e as redes de distribuição e os clientes em alta pressão, com as devidas adaptações.

No caso das redes não interligadas, a responsabilidade pelo ponto de medição na saída da UAG é do ORD, pelo que a responsabilidade das repartições neste ponto é desta entidade.

Para os pontos de entrada na UAG, por descarga de cisterna, os ORD também são responsáveis pela repartição, recebendo neste caso a informação do GLUAG ou dos agentes de mercado.

O GTG é responsável por agregar a informação das repartições por UAG e determinar os balanços comerciais na UAG Virtual, enquanto os balanços físicos de cada UAG são realizados por cada ORD.

No processo dos balanços comerciais é proposta a possibilidade de um agente de mercado delegar num terceiro (agregador), também agente de mercado, a responsabilidade pelo balanço na UAG Virtual e, consequentemente, a responsabilidade pelo abastecimento das UAG de rede e pela compensação destas redes não interligadas.

O CT regista que existe uma definição clara das responsabilidades de cada operador.

Definição de existências mínimas operacionais na UAG Virtual

Com o objetivo de garantir a utilização segura das várias infraestruturas de armazenagem de gás para abastecimento das redes não interligadas, o GTG, em coordenação com cada ORD, define anualmente os limites operacionais inferiores e superiores para a UAG Virtual, entre os quais deve decorrer a operação comercial diária. Neste âmbito, é considerado que a operação diária se faz de forma segura sempre que o limite físico de cada reservatório numa UAG em operação se situa acima dos 30% e abaixo dos 85%, do máximo da capacidade da unidade.

A determinação dos valores de existências mínimas e máximas a considerar para a UAG Virtual, resulta da agregação dos valores determinados individualmente de todas as unidades que integram este sistema e que são previamente conhecidas pelo GTG.

O CT manifesta a sua concordância com o estabelecimento de limites operacionais inferiores e superiores nas UAG, contribuindo deste modo para a segurança do abastecimento, para a gestão otimizada dos níveis dos reservatórios das UAG e para o bom funcionamento das mesmas.

Mecanismo de incentivo à compensação na UAG Virtual

Nesta proposta, a ERSE procura garantir que todos os agentes de mercado constituam um nível de existências diário na UAG Virtual adequado para o fornecimento da sua carteira de clientes e realizem a necessária gestão, tendo em vista que a quantidade de energia armazenada não excede significativamente as suas necessidades.

A metodologia proposta para determinar a existência mínima de cada agente de mercado é baseada num rateio da existência mínima da UAG Virtual, de acordo com a dimensão da carteira de clientes de cada

agente de mercado. Este valor deverá ser determinado pelo GTG, e comunicado a 31 de agosto, para vigorar por um ano a partir de 1 de outubro.

O CT nota que apesar de estar referida a possibilidade de revisão deste valor caso haja alteração na carteira do agente no Documento Justificativo, esta disposição não está vertida na proposta de MPGTG, recomendando-se a sua inclusão.

Entende o CT que, na ocorrência de uma qualquer eventualidade, que resulte na diminuição do consumo de gás de uma determinada carteira de clientes, ao ponto de influenciar os valores mínimos comerciais comunicados pelo GTG e aplicáveis a cada agente de mercado, será importante prever a possibilidade de revisão dos valores anteriormente comunicados. Desta forma, evita-se a penalização do agente de mercado se as suas existências na UAG Virtual estiverem fora do limite mínimo comercial atribuído anualmente.

Na proposta não se encontra definido um limite máximo absoluto para as existências dos agentes de mercado, uma vez que, segundo a ERSE, existe já um mecanismo que prevê o controlo dos níveis das UAG por parte do GLUAG, decorrente da sua atividade logística de descargas de gás nas UAG.

Com o objetivo de incentivar os comercializadores a manter o seu nível de existências comerciais nas redes não interligadas em valores adequados à segurança e ao bom funcionamento das mesmas, a ERSE propõe a introdução do mecanismo de compensação de incentivo à compensação na UAG Virtual.

A metodologia proposta de incentivo à compensação por incumprimento do valor mínimo ou por acumulação de gás com origem na produção tem duas etapas. Numa primeira fase constitui-se um incentivo económico aos agentes de mercado, cujo objetivo é garantir a utilização racional das redes e o seu equilíbrio, traduzindo-se no pagamento de uma penalidade diária que é determinada com base na quantidade de gás em excesso ou em defeito na UAG Virtual e no preço marginal de compra ou venda de gás. Numa segunda fase, se o desequilíbrio do agente prevalecer mais do que 15 dias na UAG Virtual, é proposta uma conciliação financeira através do CURg para compra ou venda do gás em excesso ou em defeito.

O CT concorda que seja fomentada a coerência entre os limites individuais de existências em cada UAG e os consumos da carteira de cada agente de mercado, bem como a aplicação de penalizações ao agente de mercado no caso de incumprimento dos limites mínimos comerciais atribuídos (relativamente às existências na UAG Virtual).

Por fim, o CT recomenda que, imediatamente após a entrada em vigor do MPGTG, seja estabelecido um plano de implementação conjunto pelas partes diretamente envolvidas, por forma a que seja assegurada a boa articulação das mesmas no desenvolvimento de novos processos e de interfaces de dados, permitindo cumprir com o prazo previsto para a implementação, ou seja, nove meses contados a partir da data de entrada em vigor das alterações.

2.2 MGLA

O Manual de Gestão Logística do Abastecimento de UAG (MGLA) rege a atividade do Gestor Logístico das UAG (GLUAG), assegurada pelo Comercializador de Último Recurso Grossista do Setor do Gás (CURG). Esta atividade encontra-se organizada em duas funções: (i) a gestão logística do abastecimento de gás a UAG de ORD e (ii) a prestação do serviço de transporte de gás através de cisterna aos agentes de mercado.

A proposta de alterações colocada em consulta pública pela ERSE procura adequar o MGLA à possibilidade de introdução de gases de origem renovável e baixo teor de carbono (GOR) nas redes não interligadas,

compatibilizá-lo com as alterações propostas ao MPGTG, também nesta consulta pública, e introduzir simplificações e clarificações diversas aos procedimentos que já se encontram em vigor.

(i) Gestão logística do abastecimento de gás a UAG de ORD

A função de gestão logística do abastecimento a UAG de ORD é parte integrante do SNG, sendo os respetivos ativos incorporadas na Base de Ativos Regulada, e assegura a coordenação e planeamento de todas as cargas de gás destinadas ao abastecimento de UAG de ORD, quer o transporte seja assegurado pelo GLUAG, quer seja assegurado diretamente pelos agentes de mercado, devendo garantir a continuidade do abastecimento e a segurança do funcionamento de cada UAG, dentro dos limites operacionais definidos.

O instrumento principal de atuação desta função é o plano semanal de cargas de gás, através do qual o GLUAG informa os agentes de mercado, ORD, GTG e operador do terminal de GNL, das cargas de gás a realizar na semana seguinte.

No MGLA em consulta, a ERSE propõe que, na preparação do plano semanal, o GLUAG deve priorizar cargas provenientes de produtores de GOR, cargas para a constituição de existências iniciais dos agentes e cargas de compensação física indicadas pelo GTG ou agentes de mercado.

Não obstante não ter nada a opor aos critérios de priorização propostos, o CT nota que a proposta não inclui procedimentos específicos para a gestão logística de cargas de GOR não diretamente intermutáveis com gás natural, nomeadamente de hidrogénio, que terão de atender aos limites de composição das misturas resultantes, por forma a garantir a segurança da operação das UAGs e redes a elas ligadas.

O CT questiona como será gerida a introdução de hidrogénio em UAG, especificamente a que agente/operador caberá assegurar a compatibilidade técnica das cargas com o gás existente na UAG e autorizar as descargas. Neste sentido, o CT recomenda que sejam definidos, na versão final do manual, procedimentos específicos para cargas de GOR não intermutáveis com gás natural, ou que seja clarificado que este tema será regulamentado posteriormente.

É também proposto pela ERSE que o MGLA passe a prever a possibilidade de descargas parciais, sendo esta inclusão apenas uma explicitação de procedimentos atualmente em vigor. Esta tipologia de descarga decorre da existência de UAG de menor dimensão, normalmente associadas ao fornecimento de gás a clientes com menores consumos. Considerando que as descargas parciais requerem procedimentos de medição específicos, o CT recomenda que os mesmos sejam incluídos no manual.

Por último, a ERSE propõe também dotar o GLUAG de legitimidade para emitir procedimentos operacionais aplicáveis ao transporte de gás em cisterna para entrega nas UAG dos ORD, com o objetivo de garantir que qualquer agente de mercado que pretenda aceder às mesmas atue segundo procedimentos uniformes, que garantam níveis adequados de qualidade, segurança e interoperabilidade das cargas e da informação associada.

Na medida em que a incorporação de procedimentos no quadro regulamentar, que já estejam a ser aplicados, e a sua uniformização e simplificação concorrem para aumentar a transparência das atividades realizadas e para uma maior segurança operacional das infraestruturas do SNG, o CT considera estes desenvolvimentos como positivos.

(ii) Serviço de transporte de gás através de cisterna

O serviço de transporte de gás liquefeito através de cisterna para as UAG de ORD prestado pelo GLUAG representa para os agentes de mercado uma alternativa para assegurar o transporte de gás até às redes

não interligadas. Este serviço é de adesão facultativa, podendo os agentes de mercado optar por contratar o seu próprio serviço de transporte.

Não obstante este serviço ser prestado e gerido pelo GLUAG, os custos com os contratos de transporte, celebrados sob processos de contratação pública, são repassados ao operador da RNT, sendo recuperados através da tarifa URT, em conformidade com o artigo 146º do RT do setor do gás, até a um limite máximo aprovado pela ERSE. Agentes que optem por assegurar o seu próprio transporte de gás são ressarcidos pelos seus custos de transporte até ao mesmo limite, sendo o custo acima deste limite imputado diretamente aos agentes.

Este limite varia de acordo com uma fórmula de indexação, cujos parâmetros são aprovados anualmente pela ERSE em conjunto com as Tarifas e Preços de Gás, sendo ainda passível de ajustamentos durante o ano, caso se observem variações relevantes no preço dos combustíveis. Esta fórmula tem como variáveis a energia transportada e a distância de cada UAG ao TGNL de Sines.

A proposta em análise vem:

- Explicitar o mecanismo de apuramento e recuperação do custo de transporte rodoviário, vertendo no enquadramento regulamentar a prática em vigor.
- Estender ao transporte a partir das instalações de produção de GOR as condições existentes para o transporte de gás natural a partir do terminal de GNL de Sines, nomeadamente a comparticipação do valor do transporte pelo SNG e a possibilidade de optar pelo GLUAG para assegurar o transporte de GOR entre o produtor e as UAG.

O CT reconhece que a incorporação de GOR no SNG é coerente com os objetivos de descarbonização do setor e da economia em geral.

Contudo, o CT considera oportuno deixar algumas notas sobre o potencial aumento de custos associado à abertura deste mecanismo ao transporte a partir de instalações de produção de GOR, por comparação com a utilização do Terminal de Sines, que recomenda seja avaliado na fixação da versão aprovada do Manual.

Assim, o CT recomenda que a ERSE:

- Monitorize a implementação desta extensão por forma a garantir que o transporte de cargas de GOR a partir de produtores, que podem encontrar-se dispersos pelo país, não representa um acréscimo de custos relevante para o SNG quando comparado com o transporte a partir de uma localização centralizada – o terminal de GNL de Sines.
- Identifique a necessidade de adaptar a fórmula de cálculo do custo máximo à possibilidade de transporte a partir de produtores de GOR.
- Promova uma discussão alargada sobre a aplicação do mecanismo vigente de comparticipação de custos com transporte ao transporte de GOR não intermutáveis com gás natural, nomeadamente o hidrogénio quando transportado isoladamente, considerando o custo marcadamente superior do transporte destes gases, em comparação com o transporte de gases intermutáveis com gás natural.

3. Impactos das alterações propostas

3.1 Impacto nos comercializadores

O CT considera positiva a proposta de alteração da metodologia de compensação das redes de distribuição não interligadas e o estabelecimento de um novo modelo de balanço comercial, na medida em que:

- simplifica o processo de movimentação comercial da energia produzida e injetada na rede de distribuição, relativa ao gás de origem renovável ou de baixo teor de carbono, por via da criação de um ponto de contacto entre redes não interligadas e o Terminal de GNL;
- facilita o processo logístico dos agentes de mercado, dada a convergência dos processos utilizados nas redes não interligadas e o das restantes redes de distribuição, o que potencialmente promove uma maior atividade dos comercializadores nas redes não interligadas.

3.2 Impacto nos clientes finais

O CT considera que todas as alterações no SNG que possam contribuir para a simplificação, transparência e eficiência do Sistema são positivas.

Neste quadro, o CT salienta que é da maior importância garantir:

- Que tal simplificação não coloque em causa a segurança, quer técnica, quer de abastecimento;
- Que as características do gás entregue aos consumidores sejam as contratualizadas, ou seja, que o gás entregue corresponda às especificações técnicas acordadas nos contratos oportunamente celebrados.

Adicionalmente, o CT realça a necessidade de que as alterações agora propostas sejam compatíveis com a programada injeção de gases de origem renovável e baixo teor de carbono (como o hidrogénio, biogás, biometano, ...) nas várias redes de gás, ao mesmo tempo que permitam acelerar a descarbonização da economia nacional.

Assim, o CT releva como aspetos essenciais a tomar em consideração:

- Implicações das alterações da metodologia na futura incorporação de gases renováveis no sistema, sabendo que, com o processo de transição energética e de descarbonização já em curso, se irá intensificar no curto prazo;
- Resposta dos sistemas à combinação de gases (GN, biogás, biometano, H₂, ...), para além de questões técnicas, tais como a medição e o controlo da composição das misturas (volumes, pressão, poder calorífico, etc.).

Por fim, salienta-se que esta nova alteração prevê a simplificação de processos e enquadra o processo de descarbonização, contribuindo para uma introdução, de forma estruturada e sustentável, dos GOR no SNG.

3.3 Impacte da introdução de gases de origem renovável nas redes não interligadas

O CT reconhece a relevância da explicitação do tratamento da injeção de gases de origem renovável nas redes não interligadas, e a receção de gás renovável nas UAG de rede, definidos no novo modelo proposto de compensação das redes de distribuição não interligadas, nomeadamente por via da criação do conceito da UAG Virtual.

Como referido na proposta, tal constitui uma solução que torna irrelevante, para efeitos de balanço, a localização (UAG) das existências de gás dos agentes de mercado ou a dos pontos de injeção de gases de origem renovável nas redes de distribuição não interligadas, revelando-se esta uma solução compatível com a estrutura do mercado liberalizado e com a nova realidade da injeção de gases descarbonizados nas redes do SNG.

Não obstante a solução conceptual tornar irrelevante, para efeitos de balanço, a localização da UAG, do ponto de vista operacional haverá sempre um limite físico de injeção de GOR numa determinada rede, que deverá obedecer a critérios de proporcionalidade face ao consumo verificado, especialmente no caso de injeção de hidrogénio em que a percentagem de mistura estará limitada por questões de segurança e características do gás.

III – RECOMENDAÇÕES

No respeitante à consulta em apreço, o CT entende sistematizar as seguintes recomendações:

1. Estabelecer para a implementação do MPGTG, e imediatamente após a sua entrada em vigor, um plano conjunto e articulado entre as partes diretamente envolvidas, que permita assegurar o cumprimento do prazo previsto;
2. Incluir no MPGLA procedimentos específicos para a gestão logística de cargas de GOR não diretamente intermutáveis com gás natural, nomeadamente de hidrogénio, bem como para as descargas parciais nas UAG;
3. Adaptar a fórmula de cálculo do custo máximo do serviço de transporte de gás através de cisterna, e garantir o conseqüente acompanhamento da implementação da extensão das condições existentes para o transporte de gás natural a partir do terminal de GNL de Sines ao transporte de GOR a partir das instalações de produção;
4. Promover uma discussão alargada sobre a aplicação do mecanismo vigente de comparticipação de custos com transporte de GOR não intermutáveis com gás natural, nomeadamente o hidrogénio;
5. Prever a possibilidade de revisão dos valores mínimos comerciais comunicados pelo GTG e aplicáveis a cada agente de mercado;
6. Garantir que as características do gás entregue aos consumidores sejam as contratualizadas, ou seja, que o gás entregue corresponda às especificações técnicas acordadas;
7. Assegurar que os procedimentos de simplificação propostos, para além de não serem em causa a segurança técnica e do abastecimento, não conduzam ao agravamento das tarifas nas atuais condições de abastecimento das UAG de rede com GN.

IV - CONCLUSÕES

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

Em 27 de setembro de 2023, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

Votos a favor: 22 (vinte e dois)

Votos contra: 0 (zero)

tendo sido aprovado por **unanimidade**

O parecer que antecede contém **12** (doze) páginas.

Constam ainda, mais **20** páginas, que fazem parte integrante do mesmo:

- **3** contendo sentidos de voto e votação final agregada;
- **17** contendo sentido de voto,

o que perfaz um total de **32** (trinta e duas) folhas.

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
	Anexo 1	—	—
Luís Vasconcelos Representante da Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP)	Anexo 2	—	—
Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 3	—	—
Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 4	—	—
Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 4	—	—
Representante das associações de defesa do consumidor com representatividade genérica	Anexo 5	—	—
Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) (REN)	Anexo 6	—	—
Representante das entidades concessionárias das atividades de receção, armazenagem e regaseificação de gás natural liquefeito - (GNL) (REN Atlântico)	Anexo 7	—	—
Representante das entidades concessionárias das atividades de armazenagem de GN	Anexo 8	—	—
Representante do CUR Grossista (Transgás)	Anexo 9	—	—
Representante das entidades concessionárias das redes de distribuição regional de gás natural	Anexo 10	—	—
Representante das entidades titulares de licença de distribuição de gás em regime de serviço público.	Anexo 11	—	—

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Representante dos comercializadores de último recurso retalhistas de gás natural (EDP SU)	Anexo 12	—	—
Representante dos comercializadores de gás natural em regime livre	Anexo 13	—	—
Representante das associações que tenham como associados consumidores de gás natural com consumos anuais superiores a 10 000m ³	Anexo 14	—	—
Representante dos pequenos comercializadores da energia	Anexo 15	—	—
Representante designada pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente	Anexo 16	—	—
Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 14	—	—
Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 14	—	—
Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 14	—	—
Representante dos consumidores nos termos do n.º 5 do artº 46º dos Estatutos da ERSE – Secção GN	Anexo 4	—	—

	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO DE QUALIDADE
Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Anexo 17	—	—	—