

**96ª Consulta Pública ERSE**

**Revisão regulamentar do SNG**

**Comentários Galp**

**02/03/2021**

## ÍNDICE

<b>INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO DA PARTICIPAÇÃO DA GALP NA CONSULTA PÚBLICA.....</b>	<b>4</b>
<b>COMENTÁRIOS E CONTRIBUTOS .....</b>	<b>5</b>
A. Regulamento Tarifário.....	5
A1. Função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono do CURG (artigo 7º, k) ) .....	5
A2. Criação de nova atividade do CURG para reconhecer o fornecimento de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono .....	5
A3. Base de custos aceites da FCVGOR.....	6
A4. Limite de incorporação de GOR no gás vendido a clientes finais .....	7
A5. Alteração do enquadramento do incentivo à aquisição de gás em mercado pelo CURG.	7
A6. Definição do termo tarifário fixo em euros por dia e do termo de capacidade em kWh/dia por dia .....	8
A7. Implementação de um mecanismo de diferimento intertemporal da reversão para as tarifas dos prémios de leilões de capacidade (artigos 79º, 80º e 84º).....	8
A8. Requisitos dos DFPT (artigos 146º, 150º, 155º e 157º).....	8
A9. Recuperação de montantes indevidamente recebidos (artigo 185º-A).....	10
A10. Inclusão do ajustamento realizado à FCVAR dos CURR no RT .....	10
A11. Exclusão das UAG privadas do mecanismo de perequação de custos.....	11
A12. Revisão da metodologia de remuneração do custo máximo para transporte para UAG	11
A13. Custos com as alterações das instalações de utilização dos clientes no momento da sua ligação à rede.....	12
A14. Compensações e transferências SNG (Secção IX-A) .....	12
A15. Simplificação do apuramento do proveitos permitidos dos CURR (artigo 102º) .....	13
A16. Hora de fecho dos dias gás (artigos 41º-B, nº3 e 47º-D, nº3) .....	13
B. Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações.....	14
B1. Prazos para suspensão do contrato de uso das infraestruturas (artigo 11º-A, nº2 e nº7)	14
B2. Compatibilização entre prazos do RARII e do Sistema de Gestão de Riscos e Garantias (artigo 11º-A, nº8).....	14
B3. Prazos para o envio da proposta de finalidade das receitas provenientes dos leilões de capacidade (artigo 41º, nº2).....	14
C. Regulamento de Operação das Infraestruturas.....	15

C1.	Tempo de processamento das notificações de transação (artigo 31º, nº5).....	15
C2.	Estabelecimento de incentivos à qualidade das previsões dos ORD e GTG (artigo 46º)	15
D.	Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG .....	16
D1.	Tempo de processamento das notificações de transação (procedimento nº3, 4.5) .....	16
D2.	Condições de disponibilização do serviço de flexibilidade do linepack (procedimento nº4, 2.1) .....	16
D3.	Preço do serviço de flexibilidade do linepack (procedimento nº5, 3.1) .....	17
D4.	Pré-notificações e notificações de transação em plataformas de negociação (procedimento nº7, 4.2) .....	17
D5.	Atualização de informação de fornecimentos e consumos de medição intradiária (procedimento nº8, 2) .....	17
D6.	Processos e critérios de execução das repartições (procedimento nº9, 2) .....	18
D7.	Prazo para envio da repartição final MD (procedimento nº9, 3.3.2) .....	18
D8.	Prazo para envio da repartição final MND (procedimento nº9, 3.3.2) .....	19
D9.	Penalidades por insuficiência de contratação de capacidade (procedimento nº10, 6.2)	19
D10.	Ajustamento às existências por violação do nível mínimo no terminal de GNL (procedimento nº10, 6.3) .....	21
D11.	Preços de desequilíbrio diários (procedimento nº14, 3) .....	22
D12.	Prazo para os acertos medição intradiária e diária (procedimento nº14, 8).....	22
D13.	Prazo para os acertos MND (procedimento nº14, 8).....	23
D14.	Liquidação de Direitos de Utilização de Capacidade (procedimento nº16, 2).....	23
D15.	Processo de notificação de transação (procedimento nº17, 2.1).....	23
D16.	Informação a atualizar diariamente pelo GTG (procedimento nº19, 2.1) .....	24
D17.	Funcionamento do grupo de acompanhamento (procedimento nº20, 2) .....	25
D18.	Prestação de garantias sob a forma de cativação de gás (procedimento nº20, 2; procedimento nº23) .....	25
D19.	Mecanismo de flexibilidade baseado numa lógica de "cash-out" (doc. justificativo. pág. 18)	26
D20.	Transição para o novo modelo de compensação baseado no mercado organizado (doc. justificativo. pág. 8) .....	27
D21.	Compra do gás de operação e de enchimento pelo GTG (doc. justificativo. pág. 10) ..	27

## **Introdução e enquadramento da participação da Galp na Consulta Pública**

A Galp, enquanto empresa integrada de Energia, atua no setor do gás, através das empresas Galp Power e Galp Gás Natural, contando com uma carteira de cerca de 300.000 clientes<sup>1</sup>. A Galp tem ainda presença na atividade de comercialização de último recurso de gás, quer na vertente grossista quer na vertente retalhista.

Face à publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, em particular à introdução de novas atividades ligadas à produção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono (GOR) a revisão dos regulamentos do setor do gás torna-se incontornável. As restantes propostas são um contributo igualmente necessário para manter as disposições regulamentares atualizadas com base na experiência adquirida durante a sua aplicação prática.

Este documento reflete sobre alguns tópicos na proposta de revisão regulamentar que consideramos poderem ser melhorados ou alvo de reflexão adicional.

---

<sup>1</sup> Dados da ERSE a dezembro de 2020

## Comentários e contributos

### A. Regulamento Tarifário

#### A1. Função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono do CURG (artigo 7º, k )

A ERSE propõe criar a *"Função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono"*, parte da *"Atividade de Compra e Venda de Gás natural para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhistas"* do CURG, de modo, *"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"* (documento justificativo, pág. 4).

A necessidade de isolar os custos a suportar pelos CURR e, em último caso, pelos clientes em mercado regulado e pela UGS II, com os GOR por si consumidos justifica a criação desta função.

No entanto, notamos que não é nossa expectativa que o CURG realize aquisições de GOR especificamente para os CURR, até porque estes não terão um regime de acesso a este gás diferenciado dos restantes comercializadores. Assim, os termos do DL 62/2020, o CURG realizará aquisições para suprir o conjunto das suas necessidades de aprovisionamento para o fornecimento de GOR a todos os agentes (com registo do custo real desses gases idealmente numa atividade autónoma – ver comentário seguinte), alocando uma parte desse gás e custo do mesmo (valorizado aos preços diários do Mibgás) aos CURR, isolando-o na função proposta pela ERSE como se de uma "venda entre atividades" se tratasse. Entendemos que os custos desta função com a aquisição de gás corresponderão às quantidades de GOR vendidas aos CURR valorizadas ao preço diário do Mibgás, como aliás é confirmado pelo RT onde se prevê que nesta função sejam reconhecidos *os "custos com a aquisição de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos comercializadores de último recurso retalhistas, valorizado aos preços de referência diários do Mibgás, previstos para o ano s"*

Questionamos a que corresponderão os rendimentos desta função, uma vez que a ERSE parece pretender manter na faturação aos CURR apenas a tarifa de Energia a recuperar os proveitos permitidos das 3 funções da Atividade de Compra e Venda de Gás para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhistas.

#### A2. Criação de nova atividade do CURG para reconhecer o fornecimento de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono

No seguimento do comentário anterior, notamos que não poderá deixar de ser criada uma nova atividade para o CURG (propomos a designação de Atividade de compra e venda de gases de origem renovável e baixo teor de carbono - ACVGOR) onde serão reconhecidos os fluxos financeiros que derivam da aquisição de GOR e da sua venda, nos termos do DL nº62/2020.

Apesar de esta nova atividade não estar sujeita a um regime de proveitos permitidos a recuperar junto dos clientes de gás, sendo atribuída, por disposição legal, a uma empresa sujeita a regulação económica, não poderá deixar de ser monitorizada pela ERSE. Em qualquer dos casos, não poderá deixar de ser garantido o equilíbrio económico-financeiro previsto na licença de comercialização atribuída ao CURG.

É nossa expectativa que esta atividade apresente como rendimentos as vendas de gás de origem renovável ao preço diário do Mibgás (sendo uma componente dos rendimentos uma "venda interna" à nova FCVGOR, que reconhecerá o custo do gás renovável a fornecer aos CURR, conforme pretendido pela ERSE) acrescidas das transferências do Fundo Ambiental. É ainda nossa expectativa que os gastos desta atividade correspondam ao gasto com a compra de gases de origem renovável aos produtores a preços de mercado e aos FSE específicos desta atividade (os quais a ERSE propõe alocar, em parte, à FCVGOR).

Notamos que a proposta de RT em discussão exige ao CURG que reporte à ERSE a "*quantidade de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono adquirido, por fornecedor, com discriminação mensal*" e a "*quantidade de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono fornecido, por cliente, com discriminação mensal*" (artigo 155º, nº9 c) e d). Ora, tal informação ultrapassa os limites da proposta FCVGOR, reforçando a necessidade de uma nova atividade à qual a prestação desta informação estará associada.

### **A3. Base de custos aceites da FCVGOR**

A ERSE propõe que, na proposta FCVGOR, passem a ser reconhecidos os "*custos eficientes de funcionamento afetos a esta função, aceites pela ERSE, previstos para o ano s*" (artigo 101º A) indicando que estes custos corresponderão aos custos da atividade a que propomos chamar ACVGOR (ver comentário A2) "*na proporção das quantidades fornecidas aos comercializadores de último recurso retalhista*" (página 4 do documento justificativo).

Considerando que os comercializadores em regime de mercado não irão suportar nenhum custo com a ACVGOR (pois, conforme enquadramento legislativo, o gás será adquirido ao preço médio do Mibgás), é de difícil compreensão que se pretenda alocar à tarifa de Energia dos CURR parte destes FSE, deixando os clientes em mercado regulado em desvantagem face aos de mercado livre.

A necessidade de reconhecer custos associados a uma gestão eficiente existem, mas na ACVGOR, não na FCVGOR.

Aproveitamos para lembrar que, apesar de previstos, não têm sido reconhecidos pela ERSE custos associados à Atividade de Compra e Venda de Gás Natural para fornecimento aos CURR do CURG, para além dos associados ao GL-UAG. Esta posição deve ser revista. A atividade CURG obriga a um conjunto de tarefas (por exemplo, quer as associadas ao ciclo comercial dos clientes CURR, quer as associadas à existência da empresa ao cumprimento das suas obrigações legais, regulamentares e fiscais) cujos custos não têm sido reconhecidos, colocando a empresa numa situação de crónico desequilíbrio económico-financeiro que não poderá manter-se.

#### **A4. Limite de incorporação de GOR no gás vendido a clientes finais**

O DL nº62/2020 prevê que *"o comercializador de último recurso grossista exerce a atividade de (...) aquisição de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono aos respetivos produtores para a garantia do cumprimento das quotas mínimas de incorporação de outros gases por parte dos demais intervenientes do SNG"* (artigo 61º nº2).

Propomos que seja clarificado no novo RT que o CURG apenas é responsável por assegurar o aprovisionamento de GOR a comercializadores até ao limite da quota mínima que venha a ser estabelecida. Não deverá ser responsabilidade do CURG assegurar a aquisição de GOR para que, por exemplo, um comercializador possa oferecer gás 100% de origem renovável aos seus clientes.

#### **A5. Alteração do enquadramento do incentivo à aquisição de gás em mercado pelo CURG**

A ERSE reabre a discussão sobre a criação de um incentivo à aquisição de gás em mercado pelo CURG, apesar de a Consulta Pública nº89 ter sido encerrada há apenas 8 meses (julho de 2020).

Assim, não tendo ocorrido qualquer alteração fundamental no funcionamento do mercado ou na informação disponível, mantemos os nossos comentários apresentados na Consulta Pública nº89. Em síntese, o mecanismo proposto iria distorcer a concorrência entre preços de mercado livre e a tarifa de energia, pretendendo-se que o CURG adotasse uma estratégia de aprovisionamento, com a qual seria impossível de competir recorrendo sempre ao melhor preço disponível.

Adicionalmente, as reservas que então expressámos, quanto à necessidade de criação deste mecanismo, por exemplo: (i) prevê-se a extinção das tarifas transitórias em dezembro de 2025; (ii) não são discutidos os outros custos em que o CURG incorreria; (iii) os contratos *take-or-pay* (muito) mais que garantem as necessidades do mercado regulado; continuam a não ser clarificadas.

Adicionalmente, a proposta não considerava o aumento de custos operacionais associados à aquisição de mercado, nem o facto de este incentivo vir a ser financiado pela UGS II e, conseqüentemente, pelos clientes também em mercado livre. A proposta era ainda extemporânea face às alterações do mecanismo de revisão da tarifa de energia então aprovado, para o qual aliás ainda não foi possível aquilatar da sua eficácia.

Relativamente à proposta concreta para o mecanismo de incentivo a ERSE indica que *"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"*. No entanto, notamos que este anexo não foi incluído nos documentos colocados em consulta pública.

Deste modo, reiteramos a nossa discordância face ao retomar da proposta, a qual não deve ser incluída na aprovação final.

## **A6. Definição do termo tarifário fixo em euros por dia e do termo de capacidade em kWh/dia por dia**

A ERSE propõe passar a definir os termos tarifários fixos em euros por dia e os termos de capacidade em kWh/dia por dia, ambos até aqui definidos numa base mensal.

Esta alteração é positiva, eliminando problemas de aditividade que surgiam na conversão dos preços de mensais, como eram aprovados pela ERSE, para diários, como já eram, na prática, aplicados pelos agentes. A consulta dos valores aprovados torna-se também mais simples e transparente passando os consumidores a ver os valores aprovados refletidos diretamente nas suas faturas sem a necessidade de qualquer conversão.

## **A7. Implementação de um mecanismo de diferimento intertemporal da reversão para as tarifas dos prémios de leilões de capacidade (artigos 79º, 80º e 84º)**

Face ao elevado valor em que os prémios dos leilões se podem traduzir e ao impacto que a reversão desses valores para as tarifas das infraestruturas pode ter, se feita num só ano gás, a ERSE propõe a criação de um mecanismo de diferimento intertemporal para atenuar o impacto dessa reversão, evitando oscilações tarifárias desproporcionadas, que prejudicariam a estabilidade e previsibilidades desejáveis.

Face ao exposto, a criação deste mecanismo parece adequada, sem prejuízo de recomendarmos que, sempre que o mecanismo for aplicado, os parâmetros a definir – em especial o número de anos de diferimento – deverão ser justificados e mantidos durante o período de aplicação.

Adicionalmente, consideramos que deverá ser seguido o princípio de que os valores associados aos prémios dos leilões reverterão para as tarifas das infraestruturas onde foram criadas, evitando subsidiação cruzadas, desvirtuadoras da aditividade tarifária e/ou da suficiência das tarifas em cada infraestrutura face aos proveitos nelas gerados. Finalmente, consideramos que este diferimento não deverá ocorrer por períodos demasiado longos, de forma a que exista uma partilha equilibrada, também para os agentes, dos sobrecustos incorridos por estes e as reduções tarifárias resultantes.

## **A8. Requisitos dos DFPT (artigos 146º, 150º, 155º e 157º)**

A ERSE reformulou os requisitos associados à entrega dos DFPT pelas empresas sujeitas a regulação económica, passando a detalhar que pretende um *"Dossier Fiscal de Preços de Transferência completo, elaborado nos termos do disposto da legislação fiscal em matéria dos preços de transferência. Quando aplicável, esta documentação incluirá o Master file e Local file previstos no Relatório final da ação 13 do projeto BEPS da OCDE (Base Erosion and profit Shiting Project) (...)"*.

A legislação portuguesa sobre preços de transferência encontra-se contemplada nos seguintes diplomas:

- Artigo 63.º do Código do IRC
- Artigo 121.º- A do Código do IRC
- Artigo 130.º do Código do IRC



- Artigo 138.º do Código do IRC
- Portaria n.º 1446-C/2001, de 21 de dezembro
- Portaria n.º 620-A/2008, de 16 de julho

Relativamente à documentação que deve ser mantida pelo contribuinte relativa a esta matéria, o artigo 130º do Código do IRC, determina que os sujeitos passivos de IRC, com exceção dos isentos nos termos do Artigo 9.º, são obrigados a manter em boa ordem, durante o prazo de 10 anos, um processo de documentação fiscal relativo a cada período de tributação, que deve estar constituído até ao termo do prazo para entrega da declaração, com os elementos contabilísticos e fiscais a definir por portaria do membro do Governo responsável pela área das finanças. Adicionalmente, os sujeitos passivos cuja situação tributária deve ser acompanhada pela Unidade dos Grandes Contribuintes, de acordo com os critérios fixadas na portaria do membro do Governo responsável pela área das finanças prevista no n.º 3 do Artigo 68.º- B da Lei Geral Tributária, são obrigados a proceder à entrega do processo de documentação fiscal e do processo de documentação respeitante à política adotada em matéria de preços de transferência, no prazo previsto para a entrega da declaração anual referida na alínea c) do n.º 1 do Artigo 117.º.

Relativamente ao conteúdo da documentação, a mesma encontra-se descrita na Portaria n.º 1446-C/2001, de 21 de dezembro, mais especificamente no Artigo 14º.

A OCDE, na sequência das ações de Base Erosion and Profit Shifting de 2015, introduziu o conceito de "three-tiered approach" relativamente à documentação de Preços de Transferência, onde se incluíam, nomeadamente, o Master File, do qual consta informação relativa ao Grupo, e o Local File, onde se analisam os factos específicos à entidade legal que reporta.

Esta abordagem encontra-se espelhada no capítulo V das mais recentes Orientações da OCDE de Preços de Transferência, publicadas em 2017, mas, no entanto, foi deixada à escolha dos vários membros da OCDE a implementação da mesma na sua legislação interna de preços de transferência.

À semelhança de outros países, Portugal decidiu não adotar o conceito de Master File e Local File, mantendo-se em vigor o disposto na Portaria n.º 1446-C/2001, de 21 de dezembro.

Assim, cumpridos todos os requisitos da legislação mencionada, um DFPT está em conformidade com o exigido pela Autoridade Tributária e pelo enquadramento legal Português, não fazendo sentido que a ERSE procure impor requisitos adicionais que não encontram qualquer suporte legal.

Notamos que os DFPT são preparados para o cumprimento de obrigações junto da Autoridade Tributária, não sendo um modelo adotado em específico para responder a alguma necessidade regulamentar do SNG.

Face ao exposto, consideramos que esta alteração deve ser retirada da versão final do RT, uma vez que não compete à ERSE definir os requisitos de um DFPT e este, obedecendo a todos os requisitos legais vigentes em Portugal, não poderá ser considerado incompleto.

### **A9. Recuperação de montantes indevidamente recebidos (artigo 185º-A)**

Propõe-se que o RT passe a prever que *"caso se verifique que entidades reguladas receberam indevidamente proveitos refletidos nas tarifas, devem tais entidades devolver os valores em causa, acrescidos de juros à taxa aplicável" (...)* *"no prazo de cinco anos a contar da data da emissão da decisão em causa, ou por um período superior, caso este esteja legalmente estabelecido"*.

Consideramos que o aumento da transparência sobre correções retroativas a proveitos permitidos é positivo. No entanto, propomos que o artigo adote uma redação que não explicita apenas situações de recebimento em excesso por parte dos agentes regulados, mas qualquer erro que seja identificado na aprovação do tarifário e proveitos permitidos, nomeadamente correções por defeito de proveitos.

A atividade regulatória não pode deixar de pautar-se pela transparência e reciprocidade na sua aplicação, tendo em conta não só os interesses dos clientes, mas também das empresas reguladas, cuja garantia de equilíbrio económico-financeiro é da responsabilidade da ERSE.

### **A10. Inclusão do ajustamento realizado à FCVAR dos CURR no RT**

Considerando que um dos objetivos desta revisão regulamentar passa por clarificar aspetos relacionados com o cálculo dos proveitos, consideramos fundamental que passe a estar previsto no RT o ajustamento que a ERSE tem vindo a realizar aos proveitos permitidos da FCVAR dos CURR.

Atualmente, este ajustamento é feito sem suporte regulamentar, sendo incluído na parcela "Ajustamento no ano gás t dos proveitos da função de Comercialização de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano s-2, resultantes da convergência tarifária para tarifas aditivas" da FCVGN, que não se encontra ela própria definida no RT.

A ERSE tem adotado como prática reverter o resultado operacional da FCVAR (positivo ou negativo) incluindo-o num dos ajustamentos da FCVGN, que, notamos é integralmente suportado/recuperado pela UGS II. Ora, não só não está previsto que a UGS II (que inclusivamente abrange clientes em mercado livre) suporte ou recupere valores associados à aplicação das tarifas URD, URT, UGS e OLMC por parte dos CURR, como a inclusão desta parcela contribui para uma maior variação nesta tarifa de ano gás para ano gás.

Notamos ainda que em nada o ajustamento feito à FCVAR está relacionado com a falta de aditividade tarifária. Os CURR aplicam às quantidades vendidas aos seus clientes exatamente as mestas TAR que os ORD aplicam às quantidades faturadas aos CURR. No entanto, devido ao desfasamento temporal entre a faturação dos ORD aos CURR e dos CURR aos seus clientes, e a diferenças de estimativas, observam-se desfasamentos naturais entre a aplicação das TAR pelos CURR e o custo com TAR suportado pelos CURR. Estas diferenças existem em qualquer comercializador

A manter-se a realização deste ajustamento, este deverá passar a estar previsto no RT, trazendo uma maior transparência ao processo de publicação de proveitos permitidos e permitindo aos CURR passar a validar os valores de ajustamentos publicados pela ERSE.

### **A11. Exclusão das UAG privadas do mecanismo de perequação de custos**

A ERSE nota que *"à data em que foi decidido incluir as UAG privadas 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"* (documento justificativo, pág. 41)

Entendemos que o mecanismo em vigor deve manter-se. Por um lado, não faz sentido diferenciar entre clientes industriais abastecidos por UAG de ORD de clientes abastecidos por UAG Privativas. Notamos que só existem UAG privadas em locais onde a Rede Nacional de Gás não chega, existindo para colmatar uma falha do sistema. Por outro lado, a reduzida expressão dos custos associados a estas entregas no total de custos do SNG não é significativa.

Em qualquer caso, tendo o mecanismo de fixação do custo máximo sido aprovado com efeitos a 2020, o qual incorporou também os custos associados a estas instalações, resultaria menos evidente que esse pressuposto fosse colocado em causa passados apenas 12 meses, até pelo impacte que teria em investimentos realizados por terceiros, que tenham sido também baseados nessa decisão (ver também o ponto seguinte deste documento).

Notamos finalmente que, nos projetos de UAG privadas, entre o início de decisão de implementação e o início de fornecimento, decorrem tipicamente 3 anos. Adicionalmente, os clientes abastecidos por UAG privadas celebram habitualmente contratos com o seu fornecedor a mais do que um ano, pelo que uma alteração da fórmula poderia ter impacto também nos agentes de mercado que fornecem esses clientes.

### **A12. Revisão da metodologia de remuneração do custo máximo para transporte para UAG**

A ERSE afirma que *"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"* (documento justificativo, pág. 41).

Alertamos para a necessidade de estabilidade regulatória, por forma a que os agentes que investiram ou planeiam investir em UAG privadas possam não ver prejudicada a rentabilidade dos seus investimentos.

A última revisão desta metodologia ocorreu em 2020, pelo que rever novamente a fórmula parece prematuro, em pleno período regulatório. Acrescendo a este facto, notamos que foi recentemente contratualizada uma nova modalidade de transporte de GNL para as UAG (ferroviário), cujo impacto no custo global para o sistema deve ser monitorizado num período suficientemente alargado, para que se possa mais fundamentadamente analisar a adequação da fórmula de indexação do custo máximo aceite.

No enquadramento anterior, considera-se que será adequado manter a fórmula de indexação em vigor, abrindo a discussão para a sua revisão no último ano do período regulatório em curso.

### **A13. Custos com as alterações das instalações de utilização dos clientes no momento da sua ligação à rede**

A ERSE solicita aos agentes que se pronunciem sobre 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"*.

Reconhecemos o importante papel que a comparticipação de "conversões e reconversões" de instalações de clientes domésticos pelo SNG assumiu na implementação do setor do gás em Portugal, tendo estas comparticipações assumido um papel essencial no desenvolvimento do mercado neste segmento, onde os custos associados à mudança de vetor energético poderiam ter sido impeditivos a que esta se realizasse.

Reconhecendo o caminho provável de eletrificação dos consumos, relembramos, contudo que o objetivo final do processo de Transição Energética é da "descarbonização", no qual a "eletrificação" é um dos mecanismos.

Pelo anterior, não discordando do princípio da "tendência do enquadramento regulamentar para a neutralidade", deixando que a escolha entre vetores energéticos reflita o real custo de cada um, sem subsídio, consideramos que, numa lógica de defesa da sustentabilidade do SGN, este deverá ser um processo evolutivo, não sendo tomados passos disruptivos.

Assim, e novamente retomando os princípios de estabilidade e previsibilidade regulatória, recomendamos que os princípios quantitativos para estas intervenções, aprovados na última revisão do RT, sejam mantidos durante o período regulatório em curso, devendo ser objeto de reanálise no momento de preparação da próxima revisão ordinária, a qual deverá ser acompanhada por uma discussão alargada a todos os *stakeholders*.

### **A14. Compensações e transferências SNG (Secção IX-A)**

A ERSE passou para o RT as disposições que regem as compensações e transferências do SNG, retirando-as do RRC.

Notamos, no entanto, que apenas constam do RT as transferências relativas à “sustentabilidade do mercado regulado e do mercado liberalizado”, “diferencial resultante do processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais”, “sobreprovento decorrente do processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais” e “mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários”.

O mecanismo de compensações que resulta da uniformidade tarifária não se encontra previsto, assim como a transferência entre o ORT e o GL-UAG. Adicionalmente, não consta nem do RT nem do RRC os prazos de pagamento a aplicar a estas compensações e transferências.

Pedimos a clarificação destes pontos.

### **A15. Simplificação do apuramento do proveitos permitidos dos CURR (artigo 102º)**

Atualmente o RT prevê o apuramento dos proveitos permitidos da “Atividade de Comercialização de gás natural” dos CURR por escalão de consumo.

Considerando que, a partir do ano gás 2020-21 deixaram de ser publicadas tarifas para clientes ligados em MP, por já não existirem clientes com esta tipologia de ligação nos CURR, e que o peso dos clientes em BP> é cada vez mais reduzido, quer em energia quer em número de clientes, propomos que o cálculo dos proveitos permitidos dos CURR deixe de ser feito por escalão de consumo.

Esta medida viria simplificar o processo de validação e dos proveitos permitidos publicados por parte das empresas e, também, assumimos, o próprio processo de cálculo por parte da ERSE. A validação dos proveitos permitidos da atividade CURR acaba por se revelar mais trabalhosa que a validação de atividades de peso muito superior no SNG devido à divisão de todos os elementos do cálculo em escalões.

Notamos que o gás adquirido ao CURG não tem nenhuma diferenciação de preço por escalão de consumo, assim como não existem, na FCGN, estruturas específicas de atendimento e gestão do ciclo comercial para clientes de diferentes escalões de consumo.

Em nada esta simplificação impediria de continuarem a ser praticadas tarifas diferenciadas para clientes em BP> e em BP<, como aliás acontece com as tarifas associadas a outros agentes do SNG que não têm os seus proveitos permitidos apurados por escalão de consumo (por exemplo, os ORD).

### **A16. Hora de fecho dos dias gás (artigos 41º-B, nº3 e 47º-D, nº3)**

A proposta de regulamento refere que *"a capacidade contratada de armazenamento refere-se às existências de energia armazenada determinadas às 24h de cada dia"* (artigo 41º-B, nº3) e *"a capacidade contratada de armazenamento refere-se às existências de energia armazenada determinadas às 24h de cada dia"* (artigo 47º-D, nº3).

Considerando que o dia gás é o período compreendido entre as 05h00 UTC e as 05h00 UTC do dia seguinte, na hora de inverno, e entre as 04h00 UTC e as 04h00 UTC do dia seguinte, na hora de verão, alertamos para a incoerência destas alíneas que deveriam apenas referir “no final de cada dia gás”.

## **B. Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações**

### **B1. Prazos para suspensão do contrato de uso das infraestruturas (artigo 11º-A, nº2 e nº7)**

A proposta de alteração prevê que *"a suspensão do contrato de uso das infraestruturas, por razões imputáveis ao agente de mercado ou por outras razões suscetíveis de pré-aviso, deve ser notificada pelo operador de rede ao agente de mercado com a antecedência mínima de 8 dias"* (nº 2) e *"suspensão o contrato de uso das infraestruturas, o agente de mercado deve ser notificado pelo operador da rede com o qual celebrou contrato para, no prazo máximo de 10 dias úteis, proceder à regularização comprovada das situações (...)"* (nº7).

Os prazos para a suspensão do contrato de uso das infraestruturas e de regularização das situações que motivaram a suspensão do contrato de uso das infraestruturas, de 8 dias e 10 dias úteis respetivamente, parecem excessivos. Propomos que estes prazos sejam encurtados, por forma a desincentivar comportamentos prejudiciais ao SNG.

### **B2. Compatibilização entre prazos do RARII e do Sistema de Gestão de Riscos e Garantias (artigo 11º-A, nº8)**

A proposta prevê que os procedimentos e os prazos previstos em caso de incumprimento de um agente na utilização de infraestruturas *"podem ser adaptados em função do regime da gestão integrada de garantias, ao abrigo do RRC"*.

Concordamos que os prazos relativos a matérias reguladas pelo Sistema de Gestão de Riscos e Garantias sejam excluídos do previsto neste artigo. No entanto consideramos que a redação deste ponto pode ser melhorada uma vez que apenas refere a sua "adaptação". Não devendo existir sobreposição de competências entre o RARII e o Sistema de Gestão de Riscos e Garantias, deve ser explicitada a completa exclusão dos temas aí tratados do RARII.

### **B3. Prazos para o envio da proposta de finalidade das receitas provenientes dos leilões de capacidade (artigo 41º, nº2)**

O RARII prevê que *"o GTG, em coordenação com os restantes operadores das infraestruturas, deve enviar anualmente à ERSE para aprovação até ao dia 15 de dezembro a proposta de finalidade das eventuais receitas provenientes da atribuição da capacidade de cada infraestrutura no ano civil anterior, de acordo com o estabelecido no número anterior"*.

Apesar deste ponto não ter sido alvo de proposta de alteração, questionamos se a data de envio da informação não deveria ser uniformizada com o calendário de reporte de informação financeira previsto pelo RT, passando a incluir informação relativa ao próprio ano de envio, para consideração nas tarifas de preços do ano gás seguinte.

Nos moldes atuais, por exemplo, até 15 de dezembro de 2021 o GTG irá enviar à ERSE informação relativa ao ano civil 2020. Assume-se que esta informação apenas será considerada nas tarifas e preços a aplicar a partir de 1 de outubro de 2022. Em particular, dado os congestionamentos verificados no TGNL de Sines, este desfasamento entre o período sobre o qual incide o reporte e um eventual impacto em tarifas ou utilização em investimentos parece excessivo. Conforme nosso comentário A7, a reversão destes montantes para benefício do SNG deve ocorrer no mais custo espaço de tempo.

Assim, propomos que seja adotado o calendário de reporte financeiro previsto no RT (envio de informação real relativa ao ano civil anterior até 15 de outubro e informação previsional relativa ao próprio ano até 30 de novembro) ou mesmo que a informação seja enviada em janeiro relativamente ao ano civil anterior, ainda que não auditada.

Desta forma assegura-se a contabilização das receitas provenientes da atribuição de capacidade respetivos ganhos, de forma mais imediata, no ano gás seguinte.

## **C. Regulamento de Operação das Infraestruturas**

### **C1. Tempo de processamento das notificações de transação (artigo 31º, nº5)**

O ROI prevê que *"o GTG deve minimizar o tempo de processamento das notificações de transação o qual não deverá ter uma duração superior a trinta minutos, podendo, nos casos em que tal não tenha implicações no apuramento de desequilíbrios diários, ter uma duração máxima de duas horas"*.

Apesar deste ponto não ter sido alvo de alteração, notamos que todas as transações possuem impacto real nos desequilíbrios diários, e na operação diária e intradiária dos agentes de mercado. Desta forma o ROI não deve permitir exceções, devendo ficar claro que o GTG deve minimizar o tempo de processamento das notificações de transação o qual não deverá ter uma duração superior a trinta minutos em qualquer situação.

### **C2. Estabelecimento de incentivos à qualidade das previsões dos ORD e GTG (artigo 46º)**

O ROI prevê que *"tendo em vista as responsabilidades dos agentes de mercado, relativamente à compensação da RNTGN conforme estabelecido no Artigo 30.º do presente regulamento, compete ao GTG o fornecimento de informação relevante, e em tempo útil, relativamente a estimativas e consumos reais dos consumidores, e relativamente a estimativas e valores reais das injeções de produtores, que integram as carteiras de compensação dos agentes de mercado"*.

Com as alterações regulamentares agora propostas para as repartições, em que qualquer desvio, após o dia gás, será acertado através de um acerto económico e não fisicamente, importa visitar o histórico dos últimos anos, e confirmar que existiram elevados acertos de consumos após o fecho do mês. Sendo estes acertos económicos, caso os mesmos não sejam diminutos, os mesmos irão ter um valor económico relevante para os agentes de mercado.

Assim, reforçamos a sugestão já efetuada no passado, de alocar incentivos à boa previsão de consumos por parte do GTG e ORD. Caso contrário, irão gerar-se desequilíbrios económicos nos agentes de mercado, que acabarão por ser refletidos nas propostas aos consumidores finais, dado o histórico de elevados acertos de consumos, resultantes de erróneas previsões e alocações de consumos entre os agentes de mercado pelo GTG e ORD.

Adicionalmente, consideramos que devem ser criados mecanismos que obriguem à coordenação entre ORD e GTG por forma a que, para o mesmo mês, não sejam reportadas por estes agentes valores físicos diferentes para as mesmas realidades. Por exemplo, à data, o valor de saídas constante do balanço mensal de um agente de mercado produzido pela REN não corresponde ao valor de saídas constante dos balanços dos ORD após as suas repartições, chegando a apresentar diferenças significativas, que levam a acertos posteriores que seriam evitáveis. Consideramos que, nas suas repartições, os ORD não podem deixar de adotar os valores da REN como corretos para cada agente.

## **D. Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG**

### **D1. Tempo de processamento das notificações de transação (procedimento nº3, 4.5)**

O MPGTG passa a prever a publicação diária pelo GTG do programa de operação diária para a RNTG, TGNL e AS.

Valorizamos positivamente a disponibilização desta informação ao mercado, que permite aos agentes melhor planear a sua operação, ao passarem a contar com um maior detalhe e previsibilidade da operação global das várias infraestruturas.

### **D2. Condições de disponibilização do serviço de flexibilidade do linepack (procedimento nº4, 2.1)**

A proposta de MPGTG prevê diversas alterações às condições em que o GTG pode colocar à disposição dos agentes de mercado o serviço de flexibilidade do linepack.

Notamos que, nos últimos anos, os agentes de mercado têm gerido a sua operação diária tendo em conta a utilização de um pequeno quantitativo de linepack. Assim, sugere-se alguma continuidade neste processo, pois uma alteração brusca no procedimento, poderá diferenciar os agentes e gerar custos elevados, principalmente para os de menor dimensão.

Propomos que, por exemplo, 80% da flexibilidade de linepack, seja disponibilizada para contratação anual, dando a possibilidade a cada agente de mercado de adquirir à tarifa definida, a sua parte proporcional aos consumos da sua carteira de clientes face ao total de consumos do SNG. Esta forma de contratação anual, em função da carteira de consumos, permitiria um acesso transversal a todos os agentes de mercado, assegurando uniformidade de oportunidades. Caso algum agente de mercado não adquira a sua parte, no processo anual, esse valor seria acrescido aos restantes 20% e seria alvo de leilões trimestrais.



Este mecanismo assegura o ressarcimento dos custos pelo GTG e uma não diferenciação entre agentes de mercado no processo anual, permitindo alguma continuidade com o processo anterior, mas agora pagando-se uma tarifa pela flexibilidade do linepack.

### **D3. Preço do serviço de flexibilidade do linepack (procedimento nº5, 3.1)**

A proposta de MPGTG define que *"a partir do momento em que subscreva este serviço, o Agente de Mercado ficará responsável pelo seu pagamento, no montante confirmado, de acordo com o preço resultante do processo de subscrição e restantes condições do serviço"*.

Recomendamos que o preço do serviço de linepack seja competitivo, pois, dado o valor de flexibilidade de linepack que será disponibilizado aos agentes de mercado e as alterações de regras quanto aos desequilíbrios diários, não se espera que a disponibilização deste serviço gere grandes custos de gestão operacional ao GTG, não se justificando a aplicação de uma tarifa elevada ao referido serviço. É espectável que não sejam criados mecanismos complexos de acesso ao serviço e leilões que encareçam o serviço de linepack.

### **D4. Pré-notificações e notificações de transação em plataformas de negociação (procedimento nº7, 4.2)**

A proposta de MPGTG prevê um conjunto de requisitos relativos às pré-notificações e notificações de transação em plataformas de negociação.

Propomos que seja assegurado que os agentes de mercado têm possibilidade de aceder de forma ágil às transações que efetuam em Mibgás e que possam confirmar na plataforma do GTG a existência dessas mesmas transações, de forma a poderem confirmar o seu balanço em cada momento, assegurando a correção dos seus dados desde as entradas, às saídas, passando pelas operações bilaterais e em Mibgás.

### **D5. Atualização de informação de fornecimentos e consumos de medição intradiária (procedimento nº8, 2)**

O MPGTG prevê que *"a comunicação das atualizações por parte do GTG aos agentes de mercado, no dia gás d, deve cumprir o agendamento seguinte: a) Até às 13:00h, relativamente aos dados do período até às 10:00h do dia gás (D); b) Até às 20:00h, relativamente aos dados do período até às 17:00h do dia gás (D); c) Até às 01:00h, relativamente aos dados do período até às 22:00h do dia gás (D)"*.

Notamos que estes prazos se encontram desatualizados face à prática atual do GTG e, caso fossem cumpridos conforme consta do manual, trariam graves constrangimentos à operação dos agentes de mercado.

Atualmente, os dados são disponibilizados nos 30 minutos seguintes ao fecho da hora, sendo razoável que se considere a sua disponibilização aos agentes de mercado até 1h após o fecho da hora. Se o GTG disponibilizar os dados 3 horas após os respetivos períodos (conforme previsto no manual) e o agente de mercado, em função desses dados, tiver que efetuar, por exemplo, uma renomeação na interligação, como o seu efeito só se produz 2 horas após a solicitação, uma alteração só se realizaria com 5 horas de desfasamento (três horas para disponibilização de dados, mais duas horas para a renomeação na interligação produzir efeito). Adicionalmente, o agente de mercado poderia ainda precisar de adquirir capacidade intradiária na interligação.

Assim, solicita-se a adequação do manual à realidade operacional atual, revendo os limites de comunicação para até 1 hora.

## **D6. Processos e critérios de execução das repartições (procedimento nº9, 2)**

Relativamente a este ponto, damos por replicado o nosso comentário C2.

## **D7. Prazo para envio da repartição final MD (procedimento nº9, 3.3.2)**

A proposta de alterações ao MPTGTG prevê que *"relativamente aos consumos com medição diária (MD), os ORD deverão disponibilizar ao GTG, até às 12:00h do 3º dia útil do mês seguinte ao mês em referência (M+1), por ponto de medição e agente de mercado, as atualizações e/ou substituições das correções de erros de medição, leitura e de comunicação de dados à distância, anteriormente comunicadas no dia d+1 do mês (M) em causa e até 6 meses anteriores, por leituras definitivas, discriminadas por dia, e relativas aos consumos com medição diária (MD), incluindo a aplicação dos fatores de ajustamento para perdas e autoconsumos"*.

Embora não seja usual serem realizados acertos relativos a períodos superiores a 5 meses, a regulação efetivamente permite-os. Nestes casos importa ter em atenção que, caso existam correções respeitantes ao mês mais distante (6 meses), os agentes de mercado não poderão repassar esse acerto para os clientes uma vez que a legislação determina que o cliente tem o direito de não aceitar faturação/acertos de bens essenciais com mais de seis meses. Um acerto de um consumo que ocorreu há seis meses, que o agente de mercado recebe essa indicação seis meses depois, processar a alteração e emitir o acerto ao cliente, já só o efetuará sete meses depois.

Face ao exposto, sugerimos que só sejam possíveis acertos dos cinco meses anteriores, por forma a que seja possível a todos os intervenientes procederem em conformidade com o definido.

#### **D8. Prazo para envio da repartição final MND (procedimento nº9, 3.3.2)**

No seguimento do comentário anterior, a proposta de alterações ao MPGTG prevê que *"relativamente aos consumos com medição não diária (MND), os ORD deverão disponibilizar ao GTG a seguinte informação: a) Até às 12:00h do 3º dia útil do terceiro mês seguinte ao mês em referência (M+3), por ponto de medição e agente de mercado, os consumos com medição não diária (MND) finais provisórios referentes ao mês M com discriminação diária, obtidos segundo o apuramento de leituras estabelecido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados; b) Até às 12:00h do 3º dia útil do sétimo mês seguinte ao mês em referência (M+7), por ponto de medição e agente de mercado, os consumos com medição não diária (MND) finais definitivos referentes ao mês M com discriminação diária, obtidos segundo o apuramento de leituras estabelecido no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados."*

Conforme justificação no comentário anterior, sugerimos que só sejam possíveis acertos dos cinco meses anteriores, por forma a que seja possível a todos os intervenientes procederem em conformidade com o definido.

#### **D9. Penalidades por insuficiência de contratação de capacidade (procedimento nº10, 6.2)**

A proposta de MPGTG prevê que *"se o balanço diário de existências de um agente de mercado no terminal de GNL ou no armazenamento subterrâneo for superior ao valor dos seus direitos de utilização de capacidade nessa infraestrutura, o GTG, em conjunto com o operador da infraestrutura afetada, deve proceder de acordo com o seguinte: a) Se, no dia gás em causa, existir capacidade disponível para fins comerciais de armazenamento na infraestrutura, o GTG faz uma atribuição de capacidade diária ao agente de mercado na quantidade necessária para resolver a desconformidade. O agente de mercado pagará a capacidade atribuída por aplicação do preço do produto intradiário de capacidade, multiplicado por um fator de penalização igual a 2 (dois). b) Se, no dia gás em causa, não existir capacidade disponível para fins comerciais de armazenamento na infraestrutura, o GTG deve, no período mais curto possível, colocar o gás em excesso na rede de transporte e realizar ofertas de venda desse gás no mercado organizado, na forma de ações de compensação. O agente de mercado em incumprimento pagará a capacidade de armazenamento durante o tempo que decorra até à venda das existências no mercado ou até à eliminação da insuficiência de capacidade contratada, por aplicação do preço do produto intradiário de capacidade, multiplicado por um fator de penalização igual a 2 (dois) (...)"*.

O sistema de gás Português é um exemplo de maximização de utilização, em particular no que toca à utilização do armazenamento de GNL em Sines. Essa capacidade de armazenamento é utilizada ao máximo, e, em situações muito pontuais, acima do máximo, porque o GTG entendeu ser possível essa utilização, possibilitando descarregar em torno das 75 cargas de GNL em cada ano.

Desta forma, colocar-se penalidades, por exemplo, à não contratação de armazenamento de GNL pelos agentes de mercado equivale a gerar artificialmente congestionamentos contratuais de capacidade de armazenamento de que irão retirar flexibilidade à utilização do terminal de GNL sem qualquer justificação, que não seja uniformizar-se com o sistema Espanhol. No entanto, notamos que o sistema Espanhol, no caso do GNL, possui capacidade excedentária, pelo que é do interesse do sistema que os agentes de mercado sejam forçados a comprar mais capacidade de armazenagem do que aquela que efetivamente necessitam. Espera-se que o sistema Português tenha a capacidade de uniformizar regras entre Portugal e Espanha, mas adotando critérios que não retirem valor ao sistema Português.

No caso do terminal de GNL de Sines, alterar as regras operacionais é claramente criar constrangimentos onde não existiam, sem qualquer justificação de mais valia. A adoção de regras do sistema Espanhol, deve ser sempre precedida de uma avaliação do seu impacto e mais valia para os utilizadores das infraestruturas Portuguesas. Por exemplo, nas descargas dos navios, que hoje, em função da hora de entrada do navio, o GTG efetua um reparto da energia descarregada pelo navio, usualmente por dois dias, sem os agentes de mercado terem controlo nesse reparto da energia transportada pelo navio, se todos os agentes de mercado contratarem capacidade a mais do que a precisam protegendo-se das penalizações agora propostas, o agente de mercado que descarrega o navio e que teve viabilidade para a descarga pelo GTG, poderá não conseguir contratar toda a capacidade que necessita para a descarga do navio, sendo que a mesma fisicamente é viável, unicamente existe um congestionamento contratual. As condições físicas de operação devem prevalecer sobre condições distorcidas unicamente pela perspetiva contratual.

Reforça-se que, na atribuição mensal o GTG, por vezes, efetua, inclusive, o rateio da capacidade operacional por mais do que um agente de mercado. Nestes casos, que viabilidade passa a existir nas atribuições do GTG se, depois, um agente de mercado, pressionado por ter que contratar capacidade, poderá contratar capacidade acima das suas necessidades, originando que o agente de mercados ou agentes de mercado que possuem os navios, não consigam descarregar os mesmos, derivado de um congestionamento contratual.

Ainda sobre a contratação de capacidade de armazenamento de GNL para fazer face às descargas de navios, coloca-se a pergunta, de quem fica a responsabilidade pela contratação de capacidade de armazenamento de GNL, quando por mau tempo, e tem sido usual no corrente ano, o navio previsto descarregar numa determinada data não o consiga fazer (só no próprio dia é que é possível saber se o navio consegue entrar no terminal de GNL de Sines, ou não). Nestas situações o agente de mercado corre o risco de pagar por capacidade que não consegue utilizar porque o navio não entrou, ou pagar penalidade, porque não comprou capacidade e afinal o tempo melhorou e foi possível assegurar a entrada do navio no Terminal de GNL de Sines, não tendo ele qualquer responsabilidade por dar viabilidade à entrada no terminal de GNL de Sines. Também a alocação de cisternas, por vezes, após carregarem em Sines, são revistas em função das necessidades dos reservatórios das UAG e da revisão dos balanços dos comercializadores pelos ORD. Esta revisão é comunicada pelo GL-UAG, no âmbito das suas competências, e com influência nas contratações de capacidade dos agentes de mercado.

No caso da contratação de capacidade de armazenamento no armazenamento subterrâneo, o proposto também não se aplica, uma vez que, também nesta infraestrutura, se perderia flexibilidade na sua utilização, sem colocar em causa utilizações que possam resultar de aquisições de capacidade. Exemplo é uma contratação de capacidade em que, por exemplo, o agente de mercado A contrata 200 GWh de capacidade de armazenamento mensal, e o agente de mercado B, que tinha essa capacidade contratada no mês M-1, a perdeu. Tal significa que o agente de mercado B, com as novas regras estaria impossibilitado de utilizar a sua capacidade até ao último dia do mês M-1, pois teria que retirar esses 200 GWh de forma prévia. Caso não o faça, e aplicando-se o proposto, estaria a incorrer em penalidades. O que ocorre hoje em dia é que, o agente de mercado B (como a extração, em caso de estar esgotada a capacidade de armazenamento no AS, é de 89 GWh/dia), pode ir tirando o gás, desde que nomeie um valor superior a 24 GWh, capacidade máxima de injeção, em que ambos os agentes de mercado, nesses dias, pagam um total de armazenamento no AS, superior ao contratado, o agente de mercado A continua a conseguir injetar o seu gás, sem qualquer constrangimento, e desta forma o GTG otimizou a utilização do armazenamento subterrâneo, sem qualquer constrangimento e sem necessidade de aplicar penalidades.

Como conclusão, não identificamos um racional económico ou operacional que justifique aplicar em Portugal as regras em vigor em Espanha. O sistema Espanhol é um sistema que está em défice tarifário, um sistema com capacidades excedentárias, com exceção da capacidade de descargas de navios. Já o sistema Português, que recupera proveitos, maximiza a sua utilização.

Face ao exposto, propomos que os agentes de mercado sejam penalizados unicamente nas situações em que a sua utilização das infraestruturas, condicione a utilização de capacidades contratadas por outros agentes de mercado, ou que a soma das utilizações dos agentes de mercado, GNL em Sines, ou armazenamento subterrâneo excedam o máximo possível disponibilizar pelo GTG nas respetivas infraestruturas, Concordando-se nestas situações com a penalização proposta na alínea b).

Nas restantes situações, deve ser mantido o mecanismo atualmente em funcionamento, ou seja, a atribuição pelo GTG de forma diária, das capacidades respeitantes às existências que os agentes de mercado possuem no terminal de GNL de Sines e Armazenamento Subterrâneo, só existindo penalidades por excesso nas situações onde seja inviabilizada a operação física de outro agente de mercado.

#### **D10. Ajustamento às existências por violação do nível mínimo no terminal de GNL (procedimento nº10, 6.3)**

A proposta de MPGTG prevê que *"se o balanço diário de existências de um agente de mercado no terminal de GNL for inferior ao nível mínimo referido no Procedimento n.º 2, o GTG, em conjunto com o operador da infraestrutura, deve proceder no sentido de suprir o valor de existências em falta recorrendo à Extensão do Gás de Operação. Esta transferência de gás para o agente de mercado será cobrada pelo GTG, aplicando o Preço Marginal de Compra aplicado aos desequilíbrios, adicionado dos custos de utilização das infraestruturas para injeção virtual de gás no terminal de GNL em contra fluxo, a partir do VTP, no referencial intradiário"*.

No justificativo documento justificativo refere-se que este mecanismo "(...) foi previsto para o caso de um agente de mercado deixar as suas existências descer abaixo do nível mínimo no terminal de GNL. Esta situação pode ocorrer por causa de uma correção fruto de diferenças de medição ou por queima de gás de boil-off do terminal, por exemplo. Nesta circunstância, o nível de existências do agente será repostado pelo GTG, recorrendo ao gás da Extensão do Gás de Operação, sendo cobrado ao agente de mercado" (pág. 41).

Discordamos do proposto, pois ter existências zero é um direito dos agentes de mercado, que não poderão ser responsabilizados por correções, à posteriori, ao seu balanço, derivadas da queima de gás de boil-off para os quais não foram avisados atempadamente. Notamos que, no caso das diferenças de medição, está previsto no Procedimento n.º 10, 6.1 (Ajustamento às existências por efeito das diferenças de medição), uma comunicação prévia pelo GTG, até 5 dias úteis antes da contabilização em balanço. Reforçamos que existências abaixo do valor mínimo que os agentes de mercado devem possuir no terminal de GNL de Sines, devem ser monitorizadas pelo GTG e, se necessário, através de rejeição de nomeação/renomeação efetuadas pelos mesmos, assegurar que nunca ficam com existências inferiores a zero.

Face ao exposto, esta proposta deve ser excluída da versão final do MPGTG.

### **D11. Preços de desequilíbrio diários (procedimento nº14, 3)**

O MPGTG estipula que "*para que seja possível ao GTG proceder ao apuramento dos preços dos desequilíbrios os operadores de mercado devem enviar ao GTG os dados necessários ao apuramento dos mesmos*".

Reforça-se que, dado o histórico dos últimos anos, em que existiram elevados acertos de consumos após o fecho do mês, sendo estes acertos económicos, caso os mesmos não sejam diminutos, os mesmos irão ter um valor económico relevante para os agentes de mercado.

Assim, reforçamos a sugestão discutida no comentário C2 relativa a alocar incentivos à boa previsão de consumos ao GTG e ORD. Caso contrário, irão gerar-se desequilíbrios económicos nos agentes de mercado, que acabarão por ser refletidos nas propostas aos consumidores finais, dado o histórico de elevados acertos de consumos, resultantes de erróneas previsões e alocações de consumos entre os agentes de mercado pelo GTG e ORD.

### **D12. Prazo para os acertos medição intradiária e diária (procedimento nº14, 8)**

A proposta define que "*a conciliação financeira relativa aos consumos com medição intradiária e com medição diária deve ocorrer em M+1 e, mensalmente, sempre que exista uma atualização dos dados de consumo, até que dados de consumo se tornem definitivos*".

Propomos que seja referido um máximo de 5 meses, para que os agentes de mercado possam efetuar o acerto dentro do prazo previsto de 6 meses.

### **D13. Prazo para os acertos MND (procedimento nº14, 8)**

A proposta define que *"a conciliação financeira relativa aos consumos com medição não diária será feita em dois momentos: M+3 e após os consumos se tornarem definitivos. No primeiro momento são conciliadas as diferenças entre os consumos discriminados agregados provisórios e os consumos discriminados agregados estimados, ambos relativos aos consumos com medição não diária. No segundo momento são conciliadas as diferenças entre os consumos discriminados agregados definitivos e os consumos discriminados agregados provisórios, ambos relativos aos consumos com medição não diária"*.

Aparenta estar em falta o prazo em que o segundo momento ocorre, sendo que deve ser referido até um máximo de 5 meses, para que o agente de mercado possa efetuar o acerto dentro do prazo previsto de 6 meses.

### **D14. Liquidação de Direitos de Utilização de Capacidade (procedimento nº16, 2)**

O MPTG estipula que *"a responsabilidade de liquidação dos DUC contratados à REN mantém-se sempre do agente que adquiriu a capacidade no [mercado] primário"*.

Propomos que, conforme prática nos mercados europeus, a responsabilidade pela liquidação dos DUC passe a ser transmissível para o agente de mercado que os adquire no mercado secundário. Tal representaria uma simplificação significativa para os processos de transação e contribuiria para uma maior liquidez.

### **D15. Processo de notificação de transação (procedimento nº17, 2.1)**

Relativamente ao processo de notificações de transações entre agentes de mercado com maturidade superior a D+1, a ERSE nota no documento justificativo *"na consulta prévia sobre as regras de balanço, foi colocada a proposta de o GTG aceitar notificações de transação com maior antecipação do que em D-1. A ERSE considera que o modelo atual é adequado, pois as transações de gás entre os agentes de mercado podem sofrer alterações circunstanciais ao longo do tempo, sendo que o relevante para o balanço é a informação mais fiável, em momento próximo do dia gás. Acresce que o GTG dispõe da ferramenta da programação para recolher informação não vinculativa sobre a utilização da rede prevista pelos agentes de mercado"* (página 33).

Acreditamos que a solicitação, efetuada pelos agentes de mercado, poderá não ter sido clara, o que se pretende é que a plataforma do GTG, no dia de hoje IGN, contemple a possibilidade dos agentes de mercado carregarem operações bilaterais efetuadas entre si, em que um agente de mercado carregue uma determinada operação e ela só fique ativa se a contraparte a validar como estando conforme com a mesma, sendo que essa operação para o GTG só será contemplada quando chegar ao respetivo gás, o compromisso do GTG, até ao dia gás, é unicamente a disponibilização da sua plataforma para registo das operações que tiverem sido fechadas bilateralmente entre os agentes de mercado. É de realçar que com a entrada em funcionamento do polo Português de Mibgás esta funcionalidade terá que ser disponibilizada para as operações que sejam realizadas em Mibgás além do dia D+1. Caso um dos agentes de mercado pretenda retirar/eliminar a operação, só o poderá efetuar se a contraparte o aceitar. Este processo está implementado desde sempre no sistema Espanhol e é de elevada importância para os agentes de mercado, que assim ficam, desde o momento que efetuam as operações, com as mesmas registadas na plataforma do GTG, reforçando que as mesmas só produzem efeito, pelo GTG, no dia D.

Desta forma, voltamos a sensibilizar para a implementação da referida funcionalidade no sistema operacional-IGN do GTG.

### **D16. Informação a atualizar diariamente pelo GTG (procedimento nº19, 2.1)**

O MPGTG define que "o GTG deve publicar a seguinte informação na sua página da internet: a) *Desencadeamento de ações de balanço na plataforma de negociação; b) Consumo agregado da RNTG, real e previsto, com discriminação horária; c) Fluxos de gás natural nos pontos de ligação da RNTG com as restantes infraestruturas da RNTIAT e com as redes interligadas, com uma discriminação horária; d) Programa de operação das infraestruturas da RNTIAT; e) Existências totais de gás natural no SNG, com discriminação diária; f) Movimentação do Gás de Operação pelo GTG; g) Capacidade utilizada nos diversos pontos de ligação à RNTG; h) Condicionalismos técnicos de operação; i) Incidentes com impacto para os utilizadores em qualquer uma das infraestruturas da RNTIAT; j) Entrada em serviço de novas instalações da RNTIAT (integrado no anúncio de capacidade); k) Existências ao início de cada dia gás e a previsão de valor de existências para o final do dia. As alíneas a) a d) devem ser atualizadas diariamente, e as alíneas e) a j) mensalmente. A alínea k) deve ser atualizada em base horária".*

Entendemos que todas as alíneas de a) a i) devem ser atualizadas diariamente, pois possuem impacto na operação diária dos agentes de mercado, como tal é importante conhecer a operação do SNG, para que possam os agentes de mercado tomar as melhores opções comerciais



### **D17. Funcionamento do grupo de acompanhamento (procedimento nº20, 2)**

O MGTG define que *"o grupo de acompanhamento do funcionamento do SNG é coordenado pela ERSE e constituído por representantes da DGEG, do GTG, dos operadores das infraestruturas, dos comercializadores e outras entidades que a ERSE considere de interesse convocar para as respetivas reuniões. As reuniões do grupo de acompanhamento serão convocadas pela ERSE sempre que se considere necessário. Extraordinariamente, o grupo de trabalho reúne por iniciativa da ERSE ou a pedido fundamentado, submetido à apreciação da ERSE, dos membros do grupo de trabalho"*.

A ERSE propôs retirar a obrigatoriedade de o grupo de acompanhamento reunir ordinariamente 2 vezes por ano.

Ao longo de todas as consultas públicas, que ocorreram nos últimos anos, temos vindo a referir a importância do funcionamento do grupo de acompanhamento, para que se evite chegar ao ponto em que as regras regulamentares nesta consulta pública irão alterar profundamente a operação diária de todos os agentes de mercado e, até ao momento, os agentes de mercado não tinham tido oportunidade de analisar e se pronunciar sobre as melhores opções a serem implementadas, sendo agora esta análise realizada a nível individual de cada agente de mercado, sem acrescentar uma mais valia para a utilização e operação do sistema português.

Os sistemas gasistas querem-se cada vez mais colaborativos entre todos os intervenientes, para tal sugerimos não só que a obrigatoriedade de reunião não seja retirada, mas também que a responsabilidade da organização e dinamização do grupo de acompanhamento seja uma responsabilidade do GTG, assegurando o GTG que todas as suas propostas para alteração de regulamentos, são previamente apresentadas nesse grupo, de forma a que possa suportar as suas propostas, posições, junto da ERSE com o feedback dos restantes intervenientes no sistema gasista português. Este grupo de acompanhamento deve assegurar de forma prévia, uma discussão de propostas por todos os intervenientes, assegurando diferentes pontos de vista, visando a otimização e maximização da utilização do sistema português.

### **D18. Prestação de garantias sob a forma de cativação de gás (procedimento nº20, 2; procedimento nº23)**

O MGTG define que *"o agente de mercado pode, voluntariamente, comunicar ao GTG um montante de existências de gás por si detidas nas infraestruturas do SNG, que fica cativada para fazer face a eventuais incumprimentos do agente de mercado e cuja valorização pode ser deduzida ao valor apurado nos termos do parágrafo anterior, até ao limite desse valor"* (procedimento nº 20) definindo os detalhes dessa cativação no procedimento nº 23.

Conforme nossos comentários à consulta pública nº95, relativa ao Sistema de Gestão de Riscos e Garantias, entendemos que estas quantidades se referem ao stock final diário de gás nas diferentes infraestruturas do SNG (armazenamento subterrâneo e terminal de GNL de Sines). Ora, baseando-se a garantia num valor médio, não existe a certeza de que, em caso de incumprimento de um agente, exista gás efetivamente disponível nas infraestruturas para ser vendido e a receita utilizada para cobrir as responsabilidades do agente incumpridor.

Para eliminar este risco, a implementação de um mecanismo como o proposto, necessitaria da implementação de um complexo (e oneroso para as tarifas) sistema de gestão e controlo, a operar pelo GTG, que assegure a comunicação com o Mibgás, de forma a garantir que um comercializador não venda o gás que apresentou como garantia. Notamos que nada impede um comercializador de vender o gás apresentado como garantia, bilateralmente ou no Mibgás, que esse gás pode ser determinante para o cumprimento das reservas de segurança, e ainda que o gás pode ser nomeado através de uma renomeação intradiária, que pode inclusivamente ocorrer num período de menor atividade, por exemplo, às 22h, em que esse gás já foi dado como garantia para as operações Migas do próprio dia.

Considerando que, tipicamente, as garantias são constituídas por um valor base e ajustadas em momentos excecionais (por exemplo, subida do preço do gás, incorporação/perda elevada de clientes finais, compras/reduções de contratação de capacidades), não se identifica uma mais valia nesta modalidade de prestação de garantias, que, para ser eficaz, irá gerar elevados custos de implementação, gestão e acompanhamento pelo GTG. Antecipamos até uma reduzida adesão pelos agentes de mercado.

Notamos que este é exatamente o tipo de mecanismo que pode facilmente ser utilizado por um agente de mercado mal-intencionado para gerar incumprimento no sistema, colocando em causa a sustentabilidade do SNG.

Face ao exposto, recomendamos que esta proposta seja retirada da versão final do MPGTG.

Por último, dada a evolução operativa e as possibilidades das empresas se associarem, ou prestarem serviços logísticos, sugerimos que seja dada a possibilidade que existe em outros países, como Espanha, de existir um agrupar dos balanços e consequentes desequilíbrios de forma diária, assumindo, com uma declaração, um dos agentes de mercado a responsabilidade por ambos, ou pelo grupo de agentes de mercado. Incluindo pelas Garantias necessárias para os agentes de mercado atuarem no SNG.

### **D19. Mecanismo de flexibilidade baseado numa lógica de "cash-out" (doc. justificativo. pág. 18)**

Relativamente à questão *"qual a opinião dos agentes de mercado sobre a implementação de um mecanismo de flexibilidade baseado numa lógica de "cash-out" das utilizações da flexibilidade, em alternativa ao modelo em vigor?"*, as empresas do grupo Galp preferem o modelo atual, que está estabilizado, em detrimento de um modelo que precisaria de ser clarificado e desenvolvido.

Em linha com o comentário D17, este é um exemplo, da importância das reuniões previstas em regulamento, que deveriam ser dinamizadas pelo GTG, de forma a que previamente às consultas públicas exista a apresentação das propostas de alteração do GTG, que terá a oportunidade de as justificar devidamente e auscultar os agentes de mercado quando à oportunidade de aplicação ou não das mesmas.

## **D20. Transição para o novo modelo de compensação baseado no mercado organizado (doc. justificativo. pág. 8)**

O documento contempla a devolução pelo GTG aos agentes de mercado do gás imobilizado pelos agentes de mercado na rede de transporte e da sua colaboração para o gás operacional do GTG.

Entendemos que também deveria contemplar a devolução pelo GTG aos agentes de mercado do gás que os mesmos possuem imobilizado no Terminal de GNL de Sines.

Adicionalmente, como cerca de 90% do gás a ser devolvido pelo GTG, é gás dos utilizadores do terminal de Sines, seria importante ter em conta que as devoluções de gás previstas para os fins de semana e feriados, deveriam ser deslocadas para dias úteis. Desta forma, assegurar-se-ia que não existiriam limitações às emissões desde o Terminal de GNL, provocadas pelas devoluções de gás do GTG, que, podendo aparentar ser diminutas quando se observa o valor de forma isolada, assumem valores relevantes se somados todos os fins de semana e feriados.

Sendo o quantitativo total relevante para uma infraestrutura congestionada, importa assegurar que consegue incorporar todos os navios previstos. Deve considerar-se que não é seguro que os vendedores em Mibgás das quantidades a adquirir em fins de semana e feriados, sejam os utilizadores do Terminal de GNL de Sines, e, mesmo que sejam, a deslocação destas quantidades para os fins de semana, ajudará sempre a emissão do Terminal de GNL de Sines, em qualquer das situações.

## **D21. Compra do gás de operação e de enchimento pelo GTG (doc. justificativo. pág. 10)**

Concordamos com a chave de repartição de compras pelo GTG, mais concentrada no produto Dia Seguinte, com a seguinte repartição: 25% das aquisições se realizem através do produto Mês Seguinte, 50% através do produto Dia Seguinte e as restantes 25% através do produto intradiário.