

CONSULTA PÚBLICA 96

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

**Proposta de reformulação do Regulamento
de Operação das Infraestruturas
e do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG**

SETOR GÁS



Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	IMPLEMENTAÇÃO DO CÓDIGO DE REDE DE COMPENSAÇÃO DAS REDES DE GÁS NATURAL	3
3	IMPACTE REGULAMENTAR DA NOVA ORGANIZAÇÃO DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS	7
4	TRANSIÇÃO PARA O NOVO MODELO DE COMPENSAÇÃO BASEADO NO MERCADO ORGANIZADO	8
4.1	Devolução do gás dos agentes de mercado	8
4.2	Compra do gás de operação e de enchimento pelo GTG	9
4.3	Extensão do gás de operação	12
4.4	Mecanismo de flexibilidade do <i>linepack</i>	15
4.5	Preço de desequilíbrio	19
4.6	Informação aos agentes de mercado sobre o modelo de compensação	22
5	EVOLUÇÃO PONTUAL DO MODELO DE COMPENSAÇÃO	23
5.1	Melhoria da programação da operação do sistema	23
5.2	Estado de equilíbrio do sistema.....	24
5.3	Inclusão da produção e injeção na rede de gases renováveis	25
5.4	Gestão Integrada de Garantias	30
5.5	Frequência de liquidação no âmbito do MPGTG	31
5.6	Ações de balanço transfronteiriças	32
5.7	Notificações, nomeações, balanços, desequilíbrios e ajustamentos	33
5.7.1	Notificações de transação	33
5.7.2	Renomeações na RNTG	34
5.7.3	Desvios diários dos consumidores MI.....	34
5.7.4	Conciliação dos ajustamentos de leitura dos clientes MND face às previsões	36
5.7.5	Ajustamento de existências por diferenças de medição	40
5.7.6	Ajustamento de existências no Terminal e no Armazenamento Subterrâneo por insuficiência de capacidade contratada ou por violação do nível mínimo.....	40
5.8	Disposições Transitórias	41
5.9	Outros temas da compensação	43
6	COORDENAÇÃO ENTRE OPERADORES DAS REDES E CONTROLO DA INJEÇÃO DE GÁS NAS REDES	45

1 INTRODUÇÃO

A presente consulta pública abrange diversos regulamentos do setor do gás, com vista a adaptar a regulamentação ao novo enquadramento legal do setor dado pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto. O documento de enquadramento da consulta pública dá uma visão transversal dos temas da consulta e inclui o procedimento de participação.

As propostas incluem também uma alteração do regime transitório de implementação das regras de compensação da rede, inscrito na Diretiva n.º 18/2016, de 27 de outubro, e na Diretiva n.º 20/2016, de 20 de dezembro.

Um dos pontos centrais da presente revisão regulamentar é a incorporação das alterações legislativas produzidas pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto. Este diploma, que revogou o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, e o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, concretizou a possibilidade de produção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono e a sua injeção nas redes de gás natural. Esta mudança estrutural do setor do gás tem especial relevância porque vem no contexto da fixação de uma Estratégia Nacional para o Hidrogénio¹, do Plano Nacional de Energia e Clima 2030² e do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050³. Entre várias outras alterações, o novo diploma veio renomear o sistema como Sistema Nacional de Gás (SNG) e, no mesmo sentido, renomeou algumas das atividades e dos intervenientes no setor do gás. O Decreto-Lei n.º 62/2020 determina que os regulamentos setoriais devem ser alterados para incorporar o novo modelo legislativo.

O segundo eixo das alterações propostas é a concretização plena do código de rede europeu para a compensação das redes de transporte de gás⁴, aprovado pelo Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão, doravante designado de «CR Compensação». Pretende-se concluir a implementação regulamentar feita em 2016, mas que ficou prejudicada pela inexistência de um mercado organizado de gás em Portugal.

A presente consulta foi precedida da aprovação pela ERSE das regras de negociação de produtos com entrega no ponto virtual de mercado português (VTP), a implementar pelo operador MIBGAS, S.A., a curto

¹ [Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020](#), de 14 de agosto.

² [Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020](#), de 10 de julho.

³ [Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019](#), de 1 de julho.

⁴ [Regulamento \(UE\) N.º 312/2014 da Comissão](#), de 26 de março de 2014.

prazo⁵. O início do funcionamento da negociação permitirá desbloquear as funcionalidades do modelo de compensação que foram inibidas em 2016. Reconhecendo esta ligação, a [consulta pública n.º 90 da ERSE](#) sobre as regras de negociação (que decorreu entre junho e julho de 2020) incluiu um conjunto de questões sobre a alteração das regras de compensação, que constituiu uma pré consulta sobre a presente proposta. Os contributos recebidos foram publicados e o documento de síntese da consulta pública n.º 90 descreve as principais posições dos intervenientes⁶.

A presente proposta de alteração regulamentar abrange o Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI) e o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global (MPGTG).

A ERSE recebeu do gestor técnico global do SNG (GTG) um conjunto de propostas concretas de alteração dos procedimentos do MPGTG, as quais foram incorporadas, no essencial, nas propostas submetidas a consulta.

O presente documento justificativo apresenta e justifica as opções regulamentares do ROI e do MPGTG, que são concretizadas nos documentos (“articulados”) respetivos, incluídos como peças da consulta pública. Os articulados são apresentados com o registo de alterações face às versões em vigor.

São ainda apresentadas as regras que estabelecem o regime de devolução das existências dos agentes de mercado na rede nacional de transporte de gás (RNTG) e na extensão do gás de operação, bem como a aquisição do gás de enchimento e de operação pelo GTG.

⁵ A data prevista para o arranque da negociação é 16 de março de 2021.

⁶ Ver [consulta pública n.º 90](#) - Proposta de regras de negociação de produtos com entrega no VTP na plataforma MIBGAS e procedimentos associados.

2 IMPLEMENTAÇÃO DO CÓDIGO DE REDE DE COMPENSAÇÃO DAS REDES DE GÁS NATURAL

O código de rede de compensação das redes de gás natural⁷ (CR Compensação) foi adotado na regulamentação da ERSE em 2016, com a revisão do ROI e do MPGTG⁸.

O modelo básico do CR Compensação é a responsabilização de cada agente de mercado por manter um equilíbrio diário entre entradas e saídas na rede de transporte, contribuindo assim para o equilíbrio geral do sistema. O GTG tem a responsabilidade última por manter a rede dentro dos limites de operação, devendo prestar informação de qualidade e com a frequência necessária a habilitar os agentes de mercado a manterem o seu equilíbrio individual. Quando se verifica o risco de um desvio das condições de operação da rede, o GTG deve executar ações de balanço para repor a posição de equilíbrio do sistema, responsabilizando financeiramente os agentes de mercado em desequilíbrio. As ações de balanço do GTG devem ser executadas prioritariamente no mercado organizado de gás, através da compra ou venda de produtos de curto prazo (Dia seguinte ou Intradário).

Apesar de ter sido adotado o CR Compensação em 2016, não existia então (e ainda não existe) uma plataforma de mercado organizado a negociar produtos com entrega no ponto virtual de balanço português. Este facto conduziu à necessidade de aprovar medidas transitórias de implementação do CR Compensação, suspendendo algumas das disposições do MPGTG. Entre estas matérias destacam-se as seguintes:

- A manutenção de uma obrigação de constituição de existências de gás natural na RNTGN e na reserva operacional, propriedade dos agentes de mercado, mas à disposição do GTG para efeitos de compensação;
- A utilização de uma plataforma eletrónica (OMIP) para a realização de ações de compensação através da compra ou venda de produtos de curto prazo, não integrada no mercado organizado de gás;
- A atribuição do serviço de flexibilidade de *linepack* gratuitamente aos agentes de mercado, segundo um método de rateio associado às carteiras de consumo;

⁷ [Regulamento \(UE\) n.º 312/2014](#), da Comissão, de 26 de março.

⁸ Ver [consulta pública n.º 54](#) (ROI) e [consulta pública n.º 55](#) (MPGTG). Versões aprovadas: ROI - Regulamento n.º 417/2016, de 29 de abril, e MPGTG - Diretiva n.º 18/2016, de 27 de outubro.

- A utilização de uma referência de preço grossista no mercado organizado em Espanha, para efeitos de cálculo do preço de desequilíbrio a aplicar em Portugal.

HISTÓRIA DE APLICAÇÃO DO CR COMPENSAÇÃO

Apesar das limitações referidas na concretização do modelo de compensação previsto no código de rede europeu, o novo regime de compensação foi aplicado em Portugal. O modelo de prestação de informação de consumos e previsões aos agentes de mercado, a determinação do desequilíbrio diário individual e a respetiva conciliação financeira, a contabilização dos encargos de neutralidade e a liquidação são exemplos das alterações que foram implementadas com sucesso no mercado português.

O GTG executou pontualmente leilões de compra de gás de balanço na plataforma do OMIP, mas com muito pouca expressão. Com efeito, a compensação da rede tem sido proporcionada, principalmente, pelo gás de reserva mobilizado pelo GTG.

Importa notar que o período de 4 anos de aplicação abrangeu realidades bastante distintas das condições de exploração da rede e diferentes desafios para o GTG na atividade de compensação da rede. A estrutura de aprovisionamento do mercado nacional alterou-se substancialmente, tendo passado de maioritariamente baseada nas importações pela interligação em 2016 para quase totalmente dependente do terminal de GNL em 2019 e até para um papel exportador em muitos momentos do ano. Os níveis de armazenamento subterrâneo utilizados pelos agentes de mercado subiram consistentemente atingindo a saturação da infraestrutura no último ano. A capacidade de regaseificação no terminal de GNL foi totalmente contratada pelos agentes de mercado nos anos de capacidade de 2019-20 e 2020-21, tendo níveis de utilização muito elevados, sobretudo nos dias úteis.

AValiação EXTERNA DA IMPLEMENTAÇÃO DO CR COMPENSAÇÃO E A PLATAFORMA MIBGAS

A Agência para a Cooperação dos Reguladores Europeus de Energia (ACER) publica periodicamente um relatório de monitorização da implementação do CR Compensação nos Estados-membros. Os relatórios da ACER, com destaque para o Relatório publicado em 2020⁹, apontam claramente a ausência de um mercado organizado em Portugal como principal obstáculo à implementação do CR Compensação.

⁹ [ACER Report on enabling short-term gas markets after interim balancing measures.](#)

Essa falta de um mercado organizado e as medidas transitórias adotadas em sua substituição são apontadas como incumprimento que urge corrigir. Note-se que a ERSE tem, desde 2016, vindo a desenvolver esforços para a efetiva concretização do MIBGAS no ponto de balanço português, que tinha sido previsto legislativamente já em 2015.

Foi possível desbloquear este desenvolvimento, já em 2020, tendo a ERSE aprovado as regras de negociação no mercado organizado em Portugal¹⁰, operado pelo MIBGAS, S.A., que é a entidade que desempenha o papel de operador do mercado organizado em Espanha. As regras aprovadas seguem muito de perto as regras vigentes em Espanha, onde o mercado se tem vindo a consolidar e onde a compensação da rede se suporta na negociação de produtos no mercado.

Decorre neste momento a fase de operacionalização das regras que se prevê estar concluída durante o primeiro trimestre de 2021 com o início da negociação de produtos com entrega no ponto virtual de balanço português (VTP). O funcionamento do MIBGAS para o VTP permitirá concretizar plenamente o modelo de compensação previsto no CR Compensação.

CONCRETIZAÇÃO PLENA DO CR COMPENSAÇÃO

A presente revisão regulamentar orienta-se pela concretização plena do CR Compensação, tendo em consideração que a negociação no mercado organizado português será possível em breve.

Deste modo, discute-se a remoção das medidas transitórias definidas em 2016 e uma forma gradual de transferência para o novo modelo de funcionamento. A transição inclui, nomeadamente:

- A devolução das existências dos agentes de mercado na RNTGN e na reserva operacional;
- A aquisição do gás de enchimento e de extensão do gás de operação pelo GTG;
- A operação do GTG no mercado organizado para compra ou venda de gás em produtos normalizados de curto prazo;
- A atribuição do serviço de flexibilidade de *linepack* através de um mecanismo competitivo, aberto e refletindo os custos de prestação do serviço;

¹⁰ [Diretiva n.º 14/2020](#), de 30 de setembro, que aprova as regras de negociação de produtos com entrega no VTP na plataforma MIBGAS e procedimentos associados.

- A utilização da referência de preço grossista no VTP do MIBGAS para cálculo dos preços de desequilíbrio.

Em complemento a este conjunto de alterações na compensação da rede, são ainda promovidas alterações pontuais nas regras de compensação para melhorar a sua eficácia e clareza ou para as tornar mais adequadas ao espírito do CR Compensação. Entre este conjunto de outras alterações incluem-se a revisão do mecanismo de desvios dos clientes com medição intradiária, do mecanismo de acertos relativo aos clientes com medição não diário e o ajustamento dos processos de nomeação.

O objetivo da presente revisão regulamentar é a plena adoção do CR Compensação e a previsão das ferramentas adequadas à compensação da rede pelo GTG, em condições de segurança da operação e de eficiência dos respetivos custos. A revisão reforça a prestação de informação aos agentes de mercado, como pilar básico da sua atuação como responsáveis pelo equilíbrio individual.

Considera-se que após a consolidação do modelo de compensação, em sintonia com o modelo europeu, será possível aprofundar a integração dos mercados regionais de gás e reforçar a cooperação transfronteiriça na compensação das redes.

RESULTADOS DA CONSULTA PRÉVIA SOBRE AS REGRAS DE COMPENSAÇÃO

No âmbito da consulta pública n.º 90 sobre as regras de negociação no VTP, a ERSE colocou em questão diversas matérias sobre a evolução das regras de compensação de gás.

As questões incluíram os seguintes temas:

- Devolução do gás da reserva operacional aos agentes de mercado e compra de gás de operação pelo GTG;
- Determinação dos preços de desequilíbrio;
- Modificações do mecanismo de flexibilidade de *linepack*;
- Ações de compensação transfronteiriças;
- Serviços de compensação;
- Outras matérias de melhoria potencial das regras de compensação.

Os resultados da pré consulta foram publicados com a [consulta pública n.º 90](#).

3 IMPACTE REGULAMENTAR DA NOVA ORGANIZAÇÃO DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, veio dar corpo legal à atividade de produção de gás de origem renovável e à respetiva injeção nas redes de gás natural. Em consequência, o diploma renomeou o Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) para Sistema Nacional de Gás (SNG), reconhecendo que os objetivos de descarbonização (por exemplo, do PNEC2030 e do RNC2050) implicam a redução do conteúdo carbónico do gás fornecido aos consumidores finais, através da mistura na rede de gases com várias origens. A alteração de nomenclatura é abrangente quanto aos conceitos e atividades do SNG, refletindo-se no ROI.

A nova figura de produtor de gases renováveis ou de baixo teor de carbono é, assim, uma das alterações regulamentares de destaque, implicando alterações no cálculo dos balanços de gás nas infraestruturas. O regulamento define também as obrigações dos produtores no contexto da compensação da rede.

O novo diploma do SNG prevê também, como um dos objetivos da regulação, a “promoção de uma progressiva integração do SNG e do SEN”. A interdependência dos dois setores é bem evidente, em especial em Portugal, devido ao grande peso da produção de eletricidade nos consumos de gás natural e devido à importância desta fonte de energia no *mix* elétrico. Estas circunstâncias irão evoluir com a descarbonização do próprio setor elétrico, no qual as centrais elétricas a gás passarão gradualmente a ter um papel com menos peso na produção total, tendencialmente de origem renovável, e menos previsível, operando como apoio das centrais utilizando recursos renováveis intermitentes. Este contexto reforça a pertinência da plena adoção do código de rede de compensação da rede, no qual os agentes de mercado assumem uma maior responsabilidade no equilíbrio da sua carteira de consumos e injeções.

A produção de gases descarbonizados, como o hidrogénio “verde”, assente na utilização de eletricidade de origem renovável, reforçará a ligação entre consumos de eletricidade e gás, além de que poderá acrescentar no sistema elétrico recursos controláveis, *i.e.*, flexibilidade.

O novo enquadramento do SNG terá ainda como consequência uma maior variabilidade das características do gás injetado nas redes. Esta tendência implicará um reforço de investimento na monitorização das redes de transporte e distribuição e no controlo dos parâmetros de qualidade do gás. Os aspetos da monitorização da qualidade do gás na rede têm o enquadramento regulamentar no Regulamento da Qualidade de Serviço, que foi já colocado em consulta em dezembro de 2020 ([Consulta Pública n.º 94](#)). Adicionalmente, no campo da operação da rede são reforçados os mecanismos de coordenação entre operadores das redes de transporte e distribuição ou das infraestruturas de alta pressão, bem como os mecanismos de monitorização e controlo das injeções de gás pelos produtores.

4 TRANSIÇÃO PARA O NOVO MODELO DE COMPENSAÇÃO BASEADO NO MERCADO ORGANIZADO

4.1 DEVOLUÇÃO DO GÁS DOS AGENTES DE MERCADO

Na auscultação aos agentes de mercado relativa à adaptação das regras de compensação, a maior parte das respostas relativas ao plano de devolução das existências constituídas pelos agentes de mercado e à correspondente aquisição de gás de enchimento por parte do GTG foram no sentido de que o plano fosse conhecido com antecipação e que o processo estivesse concluído antes do início do ano gás 2021/2022, não tendo sido expressas opiniões relativas à sua duração concreta.

Tendo em consideração o volume de existências constituída pelos agentes de mercado na RNTGN (330 GWh), bem como o início previsto da negociação em mercado organizado em 16 de março, propõe-se que a devolução de gás natural aos agentes se concretize ao longo de 6 meses entre abril e setembro de 2021. Este período temporal parece ser suficientemente alargado para permitir uma devolução gradual do gás aos agentes, com quantidades na ordem dos 2 GWh/d, cumprindo-se, simultaneamente, a devolução da totalidade das existências antes do início do novo ano gás.

Refira-se a este respeito que as aquisições de «gás colchón» e «talón» em Espanha, realizadas durante o ano de 2016, num total aproximado de 1,8 TWh, decorreram num período de aproximadamente 4-5 meses, pelo que, tendo em conta as dimensões relativas de ambos os sistemas, parece razoável proceder a um programa de aquisição de 330 GWh em Portugal com uma duração idêntica. Acresce a este facto a circunstância de o programa de aquisição do GTG ser acompanhado de uma devolução de quantidades idênticas às adquiridas, minimizando o impacto sobre as quantidades globais a introduzir no sistema, cabendo a cada agente de mercado, em função da sua situação concreta, decidir se opta por vender ao GTG as quantidades devolvidas ou dar-lhe outro destino.

A proposta de Diretiva que estabelece o programa de devoluções de existências aos agentes opta por concretizar quais os valores concretos de existências a devolver diariamente, que devem ser repartidos por cada agente de mercado em proporção das existências por si constituídas. Esta opção visa dar suficiente visibilidade aos agentes de mercado sobre as devoluções futuras de forma a que estes possam melhor programar a sua atuação.

No entanto, cabe referir que, pelo facto de as quantidades a devolver e a adquirir pelo GTG em cada dia coincidirem, pode originar-se, em caso de falta de liquidez do mercado, uma situação de défice entre as

quantidades devolvidas e as quantidades efetivamente adquiridas. Pese embora a ocorrência de uma situação pontual de déficit não ser problemática para o sistema, é necessário prever mecanismos que respondam a uma situação de déficit prolongado, que coloque em causa a segurança de funcionamento do SNG. Nesse sentido, optou-se por prever a possibilidade de revisão das quantidades a devolver, caso se registre uma situação acumulada de déficit entre aquisições e devoluções que possa colocar em causa a segurança do SNG. Tal revisão deve ser proposta pelo GTG, aprovada pela ERSE e comunicada aos agentes de mercado com uma antecedência de um mês face à data prevista da devolução.

Relativamente aos 60 GWh constituídos pelos agentes de mercado na reserva de operação, nos termos da [Diretiva 18/2016, de 27 de outubro](#), propõe-se que os mesmos sejam devolvidos durante o mês de outubro de 2021, devolução que estaria sincronizada com um programa de aquisição, por parte do GTG, de um montante de dimensão semelhante para constituição como extensão de gás de operação. Entende-se que, desta forma, ao diluir por um período mais alargado o programa de aquisição de gás por parte do GTG, se fomenta a liquidez da negociação no mercado organizado, sem que isso coloque em causa a implementação das regras definitivas de compensação a partir de 1 de outubro de 2021.¹¹

Entendeu-se adequado propor que a devolução dos 60 GWh da Reserva Operacional decorresse durante o período de um mês pelo facto de as quantidades diárias a devolver serem semelhantes às que estão programadas entre abril e setembro. Acresce que a devolução e compra destas existências por um período mais alargado arriscaria tornar os volumes diários a adquirir demasiado baixos e pouco atrativos para os agentes de mercado.

4.2 COMPRA DO GÁS DE OPERAÇÃO E DE ENCHIMENTO PELO GTG

PROGRAMAÇÃO DAS AQUISIÇÕES

Relativamente à programação das quantidades a adquirir pelo GTG, foi solicitado aos agentes, no âmbito da auscultação sobre a adaptação das regras de balanço, que se pronunciassem sobre quais as suas preferências quanto à chave de repartição por produto e à frequência de realização de leilões para o produto mensal, tendo sido sugerida pela ERSE, a título de exemplo, uma chave de repartição de 50% de

¹¹ O único aspeto que poderia ser afetado até ao final de outubro seria o da operacionalização dos serviços de compensação, o que teria um impacto diminuto no funcionamento das novas regras de compensação.

quantidades no produto mensal, a atribuir em dois leilões por mês, sendo os restantes 50% divididos de forma igual pelos produtos Dia Seguinte e Intradiário.

O MIBGAS, S.A. expressou a sua preferência por uma chave de repartição que privilegiasse, pelo menos numa fase inicial, os produtos Dia Seguinte, argumentando ser esse o produto mais relevante para fomentar a liquidez e para atrair as atenções dos participantes. O MIBGAS também expressou a opinião de que os leilões deveriam ser realizados em dias úteis, por serem os dias mais ativos em termos de participação pelos agentes.

Os restantes interessados não demonstraram discordância face à chave de repartição proposta, referindo que se deveriam adotar procedimentos semelhantes aos praticados em Espanha. Quanto à realização de dois leilões para o produto Mês Seguinte, foi referido pela EFET que se deveria ter em atenção qual o volume resultante, que, na sua opinião, não deveria ser demasiado baixo, para evitar afastar o interesse dos participantes.

Da análise às medidas de fomento de liquidez utilizadas em Espanha durante o ano de 2016, o primeiro ano completo de funcionamento da negociação em mercado organizado, verifica-se que foram utilizados três tipos distintos de gases adquiridos pelo GTS: gás de operação, «gas talón» para o enchimento dos gasodutos e «gas colchón» para o enchimento de armazenamento subterrâneo, tendo cada um deles sido adquirido com distintas chaves de repartição por produtos.

O gás de operação foi adquirido recorrendo exclusivamente a produtos Dia Seguinte, o «gas talón» foi adquirido 50% em produtos Dia Seguinte e 50% em produtos Intradiário e, finalmente, a programação de aquisição de «gas colchón» correspondeu à chave de repartição indicada pela ERSE na pré-consulta, de 50% em produtos Mês Seguinte e os restantes 50% repartidos de forma igual entre produtos Dia Seguinte e Intradiário. Assim, a programação de aquisição de gases por parte do GTS, tendo em vista o fomento da liquidez no mercado organizado em 2016, repartiu-se por 28% das aquisições no produto Mês Seguinte, 50% no produto Dia Seguinte e 22% no produto Intradiário.

Tendo em conta esta realidade, bem como os comentários recebidos, entendeu-se propor uma chave de repartição mais concentrada no produto Dia Seguinte, que se aproxima da utilizada em Espanha no conjunto de aquisições reguladas de gás do GTS em 2016, com o objetivo de fomentar a liquidez nesse produto. Assim, propõe-se que 25% das aquisições se realizem através do produto Mês Seguinte, 50% através do produto Dia Seguinte e as restantes 25% através do produto Intradiário.

Propõe-se ainda que as aquisições através dos produtos Dia Seguinte e Intradiário se iniciem em 15 e 16 de abril, respetivamente, cerca de um mês após o arranque da negociação no mercado organizado. Quanto ao produto Mês Seguinte, propõe-se que as entregas associadas a este produto se iniciem durante o mês de maio, com a realização de um leilão no mês precedente, a realizar após o arranque das aquisições nos produtos Dia Seguinte e Intradiário. Em todos os produtos, as aquisições devem ser realizadas no leilão de abertura de negociação no MIBGAS, para o produto correspondente.

Para o produto Mês Seguinte, propõe-se a realização de um total de nove aquisições por parte GTG, oito delas a decorrer na primeira e terceira quinta-feira do mês anterior ao mês de entrega, num total aproximado de 8 GWh por lote, e uma aquisição de 16 GWh, para entrega no mês de maio, a realizar na terceira quinta-feira de abril. A opção por se realizar a aquisição de um único lote para entrega no mês de maio está relacionada com o facto de se entender que a primeira aquisição através do produto Mês Seguinte deveria ocorrer após o arranque das aquisições através de produtos Dia Seguinte e Intradiário.

Propõe-se, à semelhança do que ocorreu em Espanha, que as aquisições de gás por parte do GTG se realizem através da introdução de uma oferta a um preço de reserva nos leilões de abertura dos produtos correspondentes.

PREÇO DE RESERVA DO LEILÃO

Relativamente ao preço de reserva do leilão, os agentes expressaram a opinião de que o preço de reserva deveria tomar em consideração as condições do mercado e não limitar as transações. Tendo em conta a falta de experiência quanto à negociação em mercado organizado de produtos com entrega no VTP, importa ter alguma cautela na definição deste preço, para evitar a realização de aquisições que não reflitam as condições de mercado.

Assim, propõe-se que o preço instrumental utilizado nas ofertas de compra por parte do GTG seja apurado como o mínimo entre i) o preço de referência do produto correspondente, registado no dia anterior (ou o último preço do dia caso não exista preço de referência) adicionado de 25% e ii) o preço referência registado em Espanha no dia anterior para o mesmo produto com entrega no PVB e adicionado da tarifa de interligação correspondente. Caso não existam quaisquer referências de preço válidas no dia anterior, deverá utilizar-se a regra proposta, recorrendo ao dia mais recente para o qual exista referência de preço.

Entende-se que a metodologia proposta permite que os preços possam registrar variações razoáveis face ao dia anterior, funcionando o preço teórico de importação através do VIP como o limite máximo admissível.

TRANSFERÊNCIA DE QUANTIDADES NÃO ADQUIRIDAS

Tomando em consideração que podem verificar-se condições de mercado que não permitam, num dado leilão, a aquisição por parte do GTG de todo o gás programado, propõe-se que as quantidades não adquiridas sejam colocadas para aquisição nos leilões seguintes. Assim, para produtos Mês Seguinte, propõe-se que as quantidades não adquiridas sejam prioritariamente colocadas no leilão seguinte do mesmo produto, com entrega no mesmo mês, caso exista, sendo depois repartidas pelos leilões subsequentes do produto Dia Seguinte com entrega no mesmo mês, caso se repita a não aquisição das quantidades totais programadas para esse segundo leilão. Para os produtos Dia Seguinte propõe-se que as quantidades não adquiridas sejam colocadas no leilão do produto Intradiário com entrega no mesmo dia e, para os produtos Intradiário, as quantidades não adquiridas devem ser colocadas no leilão subsequente do mesmo produto.

De forma a evitar uma acumulação exagerada de aquisições num mesmo leilão estabelece-se que a quantidade máxima de gás de enchimento ou para extensão do gás de operação, a adquirir pelo GTG em cada leilão, deve ficar limitada a um máximo de 10.000 MWh/d (metade da quantidade máxima admitida por oferta nas regras de mercado), sendo as quantidades que superem esse valor transferidas para os leilões seguintes de acordo com a regra anteriormente descrita.

4.3 EXTENSÃO DO GÁS DE OPERAÇÃO

O GTG dispõe de uma ferramenta de operação denominada de extensão do gás de operação, que atualmente consiste numa quantidade de gás cedida pelos agentes de mercado e localizada nas infraestruturas da RNTIAT, nomeadamente o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo.

Esta ferramenta toma partido das circunstâncias particulares do sistema português e serve vários propósitos identificados no MPGTG, nomeadamente a maximização da operacionalidade das infraestruturas da RNTIAT perante manutenções e outras indisponibilidades, a reposição das condições de segurança nessas infraestruturas e, também, a compensação da rede de transporte.

Tal como no caso do gás de operação, importa conformar as ferramentas de gestão do sistema com o CR Compensação. O GTG fez uma proposta de alteração do Procedimento 2 do MPGTG para manutenção desta ferramenta, em moldes adaptados.

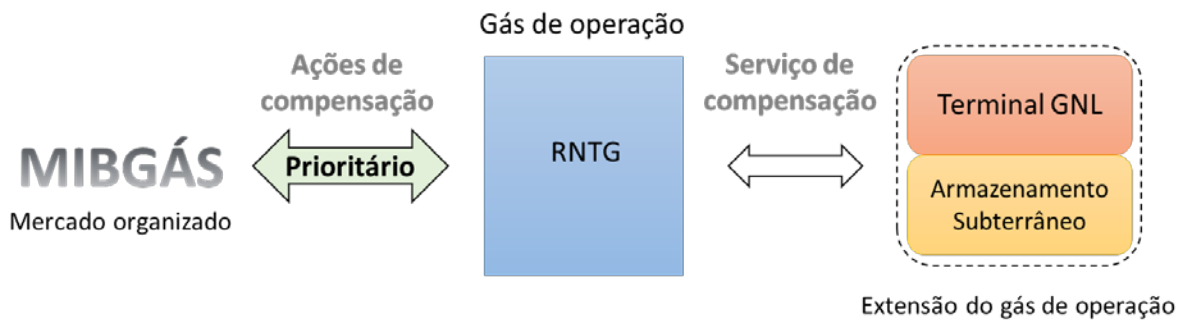
Na perspetiva da operação das infraestruturas do terminal de GNL e do armazenamento, a sua gestão integrada com a RNTG pelo GTG beneficia o mercado e os respetivos utilizadores, pelo que se propõe manter uma quantidade de gás de operação (em extensão do gás na RNTG), embora adquirida pelo GTG. Esta quantidade de gás pode ser usada pelo GTG para promover as condições de operação dessas infraestruturas facilitando uma utilização comercial com menos incidências operacionais.

Do ponto de vista da compensação da RNTG e atendendo ao CR Compensação [artigo 9.º], o GTG deve recorrer prioritariamente às ações de compensação no mercado organizado e, em segundo plano, a serviços de compensação. O CR Compensação prevê a utilização de serviços de compensação na eventualidade de os produtos normalizados de curto prazo não proporcionarem a resposta necessária para manter a rede de transporte dentro dos seus limites operacionais ou na ausência de liquidez no comércio de produtos normalizados de curto prazo.

Os serviços de compensação devem ser contratados pelo GTG com base em regras de mercado, podendo o regulador autorizar um procedimento transparente e não discriminatório diferente do concurso público. Salvo autorização do regulador, o serviço de compensação não deve ter uma duração superior a um ano. A utilização de serviços de compensação deve ser avaliada anualmente pelo GTG, nomeadamente a possibilidade de recorrer aos produtos normalizados de curto prazo em detrimento destes serviços.

Tendo em consideração este quadro de regras, a ERSE propõe que a eventual utilização da extensão do gás de operação para efeitos de compensação da RNTG seja objeto de proposta do GTG como serviço de compensação, a título especial previsto no n.º 4 do artigo 8.º do CR Compensação. Nessa medida, o GTG deve concretizar na proposta os termos da mobilização do serviço de compra ou venda de gás, incluindo o momento e infraestruturas envolvidas na mobilização, a compensação económica por essa compensação a incorporar nos encargos de compensação ou a forma de reposição das quantidades mobilizadas. O GTG deverá avaliar periodicamente a possibilidade de recorrer a um concurso público para contratação deste serviço de compensação, em função da maturidade do mercado nacional e das condições concorrenciais.

Figura 4-1 – Papel da extensão do gás de operação no modelo de compensação da RNTG



Neste quadro, propõe-se que a extensão do gás de operação seja uma ferramenta de gestão operacional da RNTIAT, constituída por gás adquirido pelo GTG e cujos encargos (correspondentes aos custos financeiros desta quantidade de gás) se reflitam nos proveitos da atividade de gestão técnica global, de forma a definir no Regulamento Tarifário. Em complemento, e em função de proposta a apresentar pelo GTG e a aprovar pela ERSE, a extensão do gás de operação poderá ser usada como serviço de compensação da RNTG nos termos do CR Compensação, devendo ser definidos os termos em que o serviço é prestado e os custos e proveitos a imputar aos encargos de neutralidade. Esta proposta afeta o Procedimento 2 do MPGTG, bem como os artigos 34.º e 43.º do ROI.

De modo a estabelecer ferramentas operacionais da rede e da RNTIAT compatíveis com o código de rede europeu, importa separar os balanços do gás de operação e da extensão do gás de operação. Adicionalmente, a mobilização da extensão do gás de operação para compensação da rede deve refletir as condições de mercado equivalentes.

Uma forma possível de implementação de um serviço de compensação que envolva a extensão do gás de operação passa pelo estabelecimento de uma valorização de mercado para as mobilizações de gás entre a conta do gás de operação e a conta da extensão do gás de operação, a qual se reflete sobre os encargos de compensação do GTG, bem como num mecanismo de reposição do gás mobilizado, através de operações de compra ou venda no mercado organizado em momento posterior, com a respetiva valorização do gás da mobilização inversa.

A aquisição pelo GTG das quantidades de gás para extensão do gás de operação é discutida no ponto 4.2, sobre a aquisição do gás de operação.

4.4 MECANISMO DE FLEXIBILIDADE DO *LINEPACK*

MECANISMO ATUALMENTE EM VIGOR

O atual mecanismo de flexibilidade do *linepack* consiste na atribuição de uma banda de flexibilidade, de forma proporcional à dimensão das carteiras de consumo de clientes com medição diária, registada no ano anterior. Essa banda de flexibilidade permite ao agente de mercado, até ao limite da flexibilidade, absorver as diferenças entre as suas entradas e saídas da rede, diminuindo dessa forma, total ou parcialmente, o desequilíbrio que, potencialmente, lhe seria atribuído. Esta flexibilidade tem um carácter físico, isto é, no caso de um agente de mercado que utilize a totalidade da flexibilidade que lhe foi atribuída, todas as diferenças entre entradas e saídas que superem a flexibilidade serão, a partir daí, contabilizadas como desequilíbrio do agente, a não ser que o sinal dessas diferenças contribua para repor a flexibilidade.

Na conceção do atual mecanismo, aprovado em 2016, tomou-se em consideração a necessidade de disponibilizar aos comercializadores uma ferramenta para a gestão dos desequilíbrios gerados pelos clientes com medição diária. Recorde-se que, para este tipo de clientes, as medições para efeitos de desequilíbrio só são conhecidas no dia seguinte ou, no pior dos casos, até ao final do mês, o que gera maior incerteza sobre as quantidades de gás a introduzir na rede. A questão não se colocava para os clientes de medição não diária, que conheciam *a priori* o valor exato das entradas que deveriam cumprir no dia seguinte, nem para os clientes de medição intradiária, que dispunham de informação muito atualizada sobre o nível dos seus consumos, para além de um mecanismo de desvios.

Desde a sua entrada em vigor, a atribuição de flexibilidade do *linepack* tem vindo a ser feita de forma gratuita, o que se justifica pela ausência de uma plataforma de negociação para produtos com entrega no VTP à qual os agentes de mercado possam recorrer para gerir os seus desequilíbrios, bem como pelo facto de os agentes de mercado terem constituído existências na RNTG e na Reserva Operacional às quais o GTG pode recorrer para assegurar o equilíbrio da rede.

CR COMPENSAÇÃO

É importante sublinhar que a manutenção do mecanismo de flexibilidade nos termos em que vigora atualmente, isto é, com atribuição de flexibilidade gratuita, não é compatível com o CR Compensação.

Efetivamente, o CR Compensação estabelece que a oferta do serviço de flexibilidade do *linepack* respeita os princípios da transparência e da não discriminação, podendo, para o efeito, recorrer-se a mecanismos

competitivos. Por outro lado, as receitas obtidas com a prestação de um serviço de flexibilidade do *linepack* devem ser pelo menos iguais aos custos incorridos com a prestação desse serviço, não devendo ser cobrados aos utilizadores da rede que não subscreveram o serviço custos relativos à sua prestação.

COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA PRÉ-CONSULTA

Na consulta prévia sobre a revisão das regras de compensação os agentes manifestaram-se, na sua generalidade, a favor da existência de um mecanismo de flexibilidade do *linepack*, tendo sido as exceções o MIBGAS S.A., por entender que a manutenção desse serviço pode prejudicar o desenvolvimento da liquidez no mercado bem como a gestão da rede, e a Naturgy, que entendia preferível aprofundar o modelo de compensação antes de implementar o mecanismo.

Tendo em conta os comentários recebidos e o enquadramento dado pelo CR Compensação, a ERSE entende que deve propor a manutenção de um mecanismo de flexibilidade do *linepack* que se enquadre nos princípios estabelecidos no CR Compensação.

Na consulta prévia surgiram vários comentários sobre a transição do atual mecanismo para o mecanismo futuro, bem como sobre a forma e a periodicidade de atribuição da flexibilidade.

TRANSIÇÃO ENTRE MECANISMOS

Sobre a forma de transição, houve agentes que se manifestaram a favor de uma redução faseada da flexibilidade, coordenada com os agentes de mercado, tendo outros demonstrado preocupação com o impacto ao nível de custos para os agentes resultantes dessa redução, pelo que defendem que a diminuição só deveria ocorrer após a conclusão do processo de devolução de existências.

Atendendo aos comentários recebidos, e tendo em conta o objetivo de iniciar o novo ano gás com as novas regras já implementadas, a ERSE entende manter, até 30 de setembro de 2021, o atual mecanismo de flexibilidade sem redução do montante atribuído.

Na transição de regras entre setembro e outubro, existirão seguramente situações de agentes que registarão alterações entre os volumes de flexibilidade do *linepack* de que dispõem entre os dias 30 de setembro e dia 1 de outubro. Entende-se que caberá aos agentes de mercado ajustarem a sua programação e essa transição, que conhecem antecipadamente. Assim, cada agente de mercado pode utilizar a flexibilidade que lhe está atribuída até ao último dia de setembro, sendo que as quantidades utilizadas têm

de ser devolvidas no dia seguinte, se o agente de mercado deixar de contratar flexibilidade do *linepack* (ou passe a contratar num montante mais reduzido), sendo esta a regra aplicável sempre que exista uma alteração dos volumes de flexibilidade do *linepack* contratados pelos agentes de mercado.

FORMA DE ATRIBUIÇÃO E PERIODICIDADE

Relativamente à forma de atribuição da flexibilidade, parte dos comentários recebidos na pré-consulta manifestou-se a favor de uma atribuição proporcional à carteira de consumo, sendo outra parte favorável a um mecanismo de mercado, eventualmente com limitações às quantidades máximas com base nos consumos totais. Quanto à periodicidade de atribuição, foi defendido pela maioria dos agentes pelo menos a realização de atribuições nos horizontes anual e trimestral, tendo alguns referido também o mensal. Um agente referiu a possibilidade de se implementar um mercado de troca de flexibilidade entre os agentes.

A ERSE entende que a atribuição de flexibilidade do *linepack* através de um mecanismo de mercado competitivo é a forma mais adequada e alinhada com os princípios estabelecidos no CR Compensação, podendo estabelecer-se, tal como sugerido por alguns agentes, eventuais limites às quantidades a adquirir por cada agente, de forma a dar mais garantia de acesso ao serviço por todos os agentes. Uma vez que a disponibilização deste serviço traz, inevitavelmente, algumas restrições à gestão da rede com custos associados, e tem, necessariamente, um valor intrínseco para os agentes subscritores, entende-se que deve ser definido um preço base de utilização do serviço, a propor pelo GTG e a aprovar pela ERSE, que servirá como preço base de licitação no mecanismo de atribuição.

Quanto à periodicidade, a ERSE regista o interesse dos agentes em disporem de períodos adicionais de atribuição, para além do horizonte anual. No entanto, quanto a este ponto, cabe referir que, sendo opcional a atribuição do serviço de flexibilidade de *linepack*, no âmbito do CR Compensação, e devendo todos os custos a ele associados serem suportados pelos agentes subscritores, existe risco associado à não recuperação dos custos dos leilões de atribuição em horizontes de menor duração, por escassez de procura.

Neste sentido propõe-se inscrever nas regras a possibilidade de atribuição, no mínimo em horizonte anual, ficando a atribuição em horizontes adicionais sujeita a proposta do GTG, que pode definir critérios de decisão sobre essa possibilidade, nomeadamente quanto à eficiência económica da sua realização

Sobre as datas de realização dos leilões de atribuição de flexibilidade, propõe-se que estes se realizem em data a propor pelo GTG que seja anterior às datas de atribuição de capacidade nas infraestruturas da RNTIAT.

FUNCIONAMENTO DO MECANISMO

Sobre a mecânica de funcionamento do mecanismo propriamente dito, a ERSE não propõe alterações, o que significa que a flexibilidade atribuída absorve os desequilíbrios do agente de mercado até ao limite da flexibilidade, momento a partir do qual o agente entra em desequilíbrio.

O GTG identificou um modelo alternativo ao presente mecanismo, que passaria por uma abordagem de “cash-out” da flexibilidade utilizada no final de cada dia gás. Nessa abordagem, um agente de mercado que utilizasse a flexibilidade, por exemplo, para absorver excessos de entradas de gás, receberia por esse excesso o preço médio ponderado desse dia, sem penalização.

Esta abordagem teria a vantagem de evitar que a utilização da flexibilidade funcionasse como uma espécie de empréstimo permanente de gás, no caso de agentes que estivessem consistentemente no limite da flexibilidade, obrigando a uma liquidação desse desequilíbrio. Para os agentes de mercado que utilizem a flexibilidade de uma forma normal para amortecerem os seus desequilíbrios, a proposta seria vantajosa no sentido de que continuavam a evitar suportar a penalidade associada ao preço dos desequilíbrios.

A desvantagem desta abordagem seria que, procedendo-se à liquidação diária da utilização da flexibilidade, o agente de mercado estaria de novo em condições de utilizar nova flexibilidade, em contraponto com o que sucede atualmente. Tendo este aspeto em consideração, teriam de se definir quais os limites para uma utilização de flexibilidade aceitável, a partir da qual o agente de mercado seria sujeito a preços de liquidação mais penalizadores, caso contrário, potenciar-se-iam situações de agentes de mercado a utilizar a flexibilidade sempre no mesmo sentido, o que conduziria, no limite, a ações de compensação por parte do GTG.

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?

IMPACTO NOS PROCEDIMENTOS

As alterações propostas no âmbito do mecanismo de flexibilidade do *linepack* refletem-se na alteração do Procedimentos n.º 5 do MPGTG. As regras relativas à transição entre mecanismos constam das disposições transitórias.

4.5 PREÇO DE DESEQUILÍBRIO

COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA PRÉ-CONSULTA

Na auscultação prévia sobre a revisão das regras de compensação foi colocada aos agentes uma questão sobre a revisão da metodologia de apuramento do preço de desequilíbrio, em particular sobre a revisão da regra a aplicar na ausência de transações em Portugal que, atualmente, utiliza a referência de preço em Espanha afetada das tarifas de interligação.

A inexistência de transações em Portugal não significa necessariamente que o valor do gás em Portugal é igual ao preço de importação ou da exportação para Espanha com recurso ao mercado organizado, sendo provável que esse valor se possa situar entre os dois preços referidos. Nesse sentido, a atual regra de determinação do preço dos desequilíbrios pode ser demasiado penalizadora para os agentes de mercado que registam desequilíbrios, nas situações em que não existem transações no VTP.

Neste contexto foram solicitadas propostas de melhoria aos agentes sendo aventada a possibilidade de, na ausência de transações em Portugal para o dia gás, se considerar o Último Preço Diário do produto intradiário publicado pelo MIBGAS para Portugal ou, na ausência deste preço, considerar o preço de referência de Portugal no dia anterior, podendo, nessas circunstâncias, utilizar os preços de importação e exportação como limites máximo e mínimo de preço.

As propostas recebidas na consulta prévia defendem posições distintas, sendo que nenhuma delas apontou para a utilização do Último Preço Diário, tal como sugerido pela ERSE.

Registaram-se alguns comentários no sentido de manter em vigor a regra atual. Outros sugeriram utilizar, na ausência de transações em Portugal, uma média de preços dos últimos dias (dois dias numa das sugestões e os últimos “m” dias que não tenham decorrido há mais de “n” dias noutra das sugestões) e apenas no caso de inexistência desses preços se deveria recorrer ao preço de Espanha afetado pelas tarifas na interligação. Houve ainda duas sugestões no sentido de se utilizar o preço do último dia com registo de

transações em Portugal, sendo que numa delas se sugeria a sujeição desse preço a limites máximos e mínimos tendo em conta o preço de importação e de exportação para Espanha.

Vários agentes sugeriram a adoção de um valor do pequeno ajuste idêntico ao de Espanha, sendo que o MIBGAS, S.A. referiu que o valor poderia ser definido anualmente sem alteração da metodologia.

REFERÊNCIA DE PREÇO EM SITUAÇÃO DE INEXISTÊNCIA DE TRANSAÇÕES

Da leitura dos vários comentários, a ERSE regista que existe uma maioria de respostas no sentido de reforçar a utilização dos preços das transações em Portugal, ainda que estas possam não ter ocorrido no dia a que respeita o apuramento, devendo recorrer-se apenas à referência do preço em Espanha quando tenham decorrido vários dias sem transações em Portugal. Alguns dos comentários sugerem que seja utilizada a média de preços de vários dias enquanto outros sugerem a utilização do último preço registado.

Face aos comentários recebidos, a ERSE propõe alterar a metodologia de apuramento do preço de desequilíbrio no sentido de, na ausência de transações em Portugal, se utilizar o preço médio ponderado do último dia em que se registaram transações em Portugal, com o limite dos últimos 7 dias. Na ausência de transações nos últimos 7 dias deve então utilizar-se o preço médio ponderado de Espanha afetado das tarifas de interligação¹², de acordo com a metodologia atualmente em vigor descrita nos n.º 3 e 4 da [Diretiva n.º 20/2016, de 20 de dezembro](#)¹³. Por uma questão de clareza, optou-se por revogar o conteúdo desta diretiva e aprovar nova disposição em termos idênticos com uma atualização da sua redação.

Crê-se que esta proposta constitui um equilíbrio, nas situações de ausência de transações em Portugal, entre obter uma maior aderência aos preços em Portugal, ainda que não concretizados em transações, e perder a captura do efeito de eventuais variações de preço curto prazo dentro da semana.

PEQUENO AJUSTE

O CR Compensação prevê a definição de um pequeno ajuste a aplicar ao preço médio ponderado do dia gás, no âmbito do apuramento dos preços de desequilíbrio. De acordo com o CR Compensação, este

¹² Pressupõe adicionar ao PMP as tarifas de utilização da interligação aquando do apuramento do PMC ou nas conciliações em que o GTG fatura ao agente de mercado ou descontar ao PMP as tarifas de utilização da interligação quando esteja em causa o apuramento do PMV ou de conciliações em que o Agente de Mercado fatura ao GTG.

¹³ As tarifas de interligação a descontar ou a adicionar ao preço de referência de Espanha correspondem à tarifa de utilização trimestral para as entradas ou saídas de Portugal e às tarifas de utilização diária para as entradas ou saídas de Espanha.

pequeno ajuste, que não deve ultrapassar os 10%, deve incentivar os utilizadores da rede a equilibrarem os seus fornecimentos e consumos, não desencorajar o acesso ao mercado nem prejudicar o seu desenvolvimento, não deve ter impacto negativo sobre o comércio transfronteiriço e não deve resultar numa exposição financeira excessiva dos utilizadores da rede a encargos de compensação diária.

Da experiência obtida com os quatro anos de implementação das regras do CR Compensação, não parecem ter ocorrido situações frequentes de ativação de medidas de compensação da rede causadas por desequilíbrios dos agentes de mercado, razão pela qual parece razoável afirmar que tem existido um incentivo adequado ao equilíbrio dos agentes de mercado. Sobre se o pequeno ajuste desencoraja ou não o acesso ao mercado por parte dos agentes, tal avaliação não é possível dada a inexistência de mercado organizado em Portugal.

Na pré-consulta sobre a revisão das regras de compensação foram recebidos vários comentários no sentido de que o valor do pequeno ajuste fosse harmonizado com aquele que vigora em Espanha, passando, portanto, de 2,5% para 3%. Apesar de a diferença entre estes dois valores não ter um impacto significativo em valor absoluto, parece ser evidente que a aplicação de valores idênticos do pequeno ajuste, em ambos os países, contribui para que os agentes de mercado tenham comportamentos semelhantes quanto ao equilíbrio da sua carteira, o que contribuirá para um melhor funcionamento dos dois mercados.

Por outro lado, o facto de passar a existir uma referência de preço em Portugal para o apuramento do preço de desequilíbrio é, só por si, um fator que contribui para desonerar o preço dos desequilíbrios. De facto, a situação de não congestionamento das interligações, que se tem verificado mais recentemente, aponta para que o preço em Portugal seja normalmente inferior ao preço de Espanha afetado pela tarifa de uso da interligação.

Daqui resulta que o agravamento do valor do pequeno ajuste em 0,5% é mais do que compensado pelo facto de passar a existir negociação de produtos com entrega no VTP no mercado organizado, não resultando, portanto, essa alteração num agravamento dos preços de desequilíbrio aplicáveis.

Face ao exposto, propõe-se atualizar o valor do pequeno ajuste para um valor idêntico ao que vigora em Espanha. Para além disso, propõe-se que o valor do pequeno ajuste deve passar a constar de um anexo ao MPGTG, tornando assim mais ágil um eventual processo de revisão do valor a aplicar em cada ano gás.

As alterações descritas estão refletidas no Procedimento n.º 14 do MPGTG, no Anexo III ao MPGTG e nas Disposições transitórias do MPGTG.

4.6 INFORMAÇÃO AOS AGENTES DE MERCADO SOBRE O MODELO DE COMPENSAÇÃO

Os agentes de mercado são os primeiros responsáveis pela compensação em particular da sua carteira. Para tal, a regulamentação prevê obrigações de compensação e procedimentos e ferramentas a utilizar pelos agentes.

As regras de compensação da rede de transporte foram substancialmente alteradas em 2016, em virtude da implementação do CR Compensação, embora tenham ficado parcialmente suspensas até à concretização da plataforma de mercado. Neste momento, completa-se a transição do modelo de compensação para o modelo previsto no CR Compensação.

Para que as novas regras possam ser corretamente interpretadas pelos agentes de mercado e, assim, se obtenha destes o comportamento esperado face às suas obrigações, o GTG deverá promover a sua informação diretamente. Esta divulgação de informação sobre os procedimentos operacionais da compensação é especialmente relevante num momento de alteração de regras, mas também o será, periodicamente, para qualquer agente de mercado que venha a entrar no mercado mais tarde.

Propõe-se a explicitação deste dever do GTG perante os agentes de mercado, no artigo 60.º do ROI, tal como sugerido nos contributos à pré consulta sobre as regras de compensação.

A ERSE propõe ainda inscrever no Procedimento n.º 19 o princípio da disponibilização de dados em plataformas eletrónicas, que permitam o tratamento automático desses dados, bem como a publicação de dados em plataformas europeias obrigatórias (tal como a plataforma de transparência da ENTSOG). O procedimento foi ainda atualizado para refletir as propostas da presente consulta.

5 EVOLUÇÃO PONTUAL DO MODELO DE COMPENSAÇÃO

5.1 MELHORIA DA PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA

As obrigações de comunicação de previsões de utilização das infraestruturas pelos agentes de mercado destinam-se à elaboração pelo GTG de um programa de operação, que tem o objetivo de «sistematizar o funcionamento integrado das infraestruturas da RNTIAT, promovendo a eficiência no seu funcionamento, e garantindo em permanência a sua integridade» [ponto 4 do Procedimento n.º 3 do MPGTG].

O atual contexto do SNG é de uma utilização muito elevada das infraestruturas da RNTIAT, quer o Terminal de GNL (cuja capacidade de regaseificação anual foi totalmente contratada durante 2 anos consecutivos), quer o Armazenamento subterrâneo (cujos níveis de ocupação atingiram frequentemente a capacidade comercial disponível), quer ainda a própria rede de transporte (onde se verifica quer um crescimento acentuado do consumo fornecido quer até, mais recentemente, utilizações para exportação através da interligação).

Perante o contexto de grande exigência da operação das infraestruturas da RNTIAT, os processos de programação foram evoluindo numa base voluntária e convergindo com os procedimentos também adotados em Espanha, de modo a facilitar a gestão do SNG e a maximizar a oferta de capacidade disponível ao mercado. Propõe-se nesta alteração incorporar as melhorias já adotadas nos processos de comunicação de previsões pelos agentes de mercado, promovendo também a harmonização de processos com as regras em Espanha, onde atuam muitos dos agentes de mercado do SNG.

Foi alterado o Procedimento n.º 3 do MPGTG, mediante uma proposta do GTG, prevendo um maior detalhe no conteúdo das previsões enviadas em cada horizonte pelos agentes de mercado e ainda incluindo uma lógica de atualização periódica da previsão já enviada, sempre que há uma nova comunicação.

Além destes procedimentos, inclui-se ainda uma proposta de clarificação do conceito de renomeação. A renomeação corresponde a uma alteração, durante o dia gás, da nomeação efetuada pelo agente de mercado no dia anterior. Ao corrigir a nomeação, a renomeação provoca alterações no programa operacional das infraestruturas da RNTIAT.

As nomeações e renomeações estão sujeitas a um conjunto de restrições, que o GTG deve verificar. Considera-se necessário proceder à clarificação dessas restrições, definindo que uma renomeação apenas pode alterar a nomeação no período que resta do dia gás, depois da sua confirmação. De facto, a correção

de uma nomeação de forma significativa numa fase adiantada do dia gás pode não ser exequível pelo GTG, gerando uma incompatibilidade entre o programa de operação e o programa comercial. Esta situação é tanto mais provável quanto mais o sistema de gás estiver explorado perto das capacidades máximas, o que é o caso. Foi alterado em conformidade o Procedimento nº 7 do MPGTG.

5.2 ESTADO DE EQUILÍBRIO DO SISTEMA

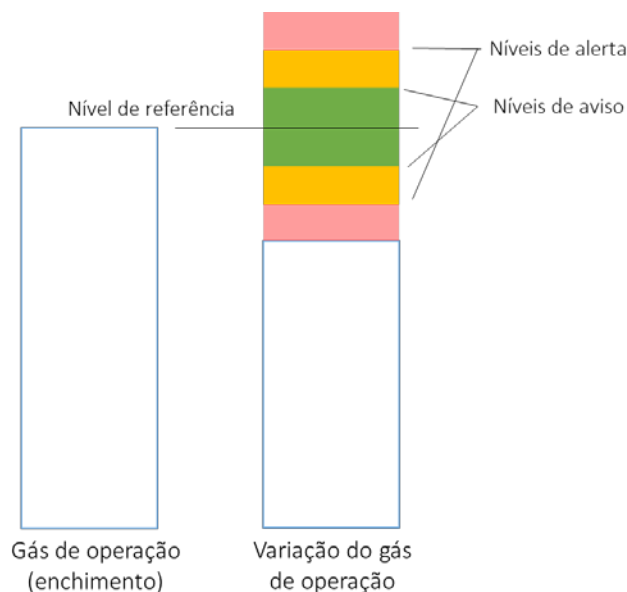
O Regulamento CE n.º 715/2009, de 13 de julho, estabelece a obrigação de o operador da rede de transporte publicar «a quantidade de gás existente na rede de transporte no início de cada dia de gás e a previsão da quantidade de gás na rede de transporte no final de cada dia de gás. A previsão da quantidade de gás para o final do dia de gás deve ser atualizada hora a hora ao longo de todo o dia de gás» [n.º 5 do cap. 3.4 do Anexo I].

O estado de equilíbrio do sistema é uma informação importante não apenas para o GTG, na sua função de manutenção das condições operacionais, mas também para os agentes de mercado, na medida em que sinaliza as necessidades de compensação do sistema e orienta a oferta de gás pelos próprios agentes de mercado para as ações de compensação.

O GTG enviou uma proposta de alteração do Procedimento n.º 2 do MPGTG sobre a monitorização e classificação do estado de equilíbrio do sistema, e da correspondente informação ao mercado. O estado do sistema é classificado segundo bandas de desvio das existências da rede face à posição de equilíbrio. O estado do sistema é definido em função do desvio previsto para o final do dia gás.

A proposta classifica o estado do sistema numa banda de funcionamento normal (compreendida entre os níveis de aviso), uma banda de atuação preventiva (compreendida entre os níveis de aviso e os níveis de alerta) na qual o GTG pode atuar no sentido de repor o sistema num estado de equilíbrio e uma banda de atuação obrigatória (com as existências para além dos níveis de alerta).

Figura 5-1 – Operação da rede e níveis de referência das existências



O modelo de classificação dos níveis de existências na rede de transporte encontra paralelo nas regras vigentes em Espanha, facilitando a sua apreensão pelos agentes de mercado.

Os níveis de aviso e de alerta devem ser definidos e publicados pelo GTG anualmente. Propõe-se ainda que o nível de existências previsto no final do dia seja anunciado ao mercado pelo GTG diariamente, com atualizações horárias, em cumprimento do Regulamento CE n.º 715/2009.

Como referido, o nível das existências na rede de transporte pode desencadear ações de compensação pelo GTG, de modo a repor a situação de equilíbrio. Essas ações são prioritariamente operações de compra ou venda de produtos normalizados de gás no mercado grossista, para o dia seguinte ou intradiários. Propõe-se definir um limite máximo de volume das ofertas de compra ou venda pelo GTG nas ações de compensação, aprovado pela ERSE sob proposta do GTG.

5.3 INCLUSÃO DA PRODUÇÃO E INJEÇÃO NA REDE DE GASES RENOVÁVEIS

Com o Decreto-Lei n.º 62/2020, a injeção de gases de origem renovável na rede de transporte ou nas redes de distribuição fica habilitada, sendo reconhecido o direito de acesso à rede aos produtores. Assim, os balanços de gás no SNG devem refletir esta realidade emergente e deve ser clarificada a responsabilidade destes agentes pelo balanço.

São discutidas as questões: figura do produtor, alteração dos balanços de energia e repartições, enquadramento dos produtores no modelo de prestação de informação, obrigações de balanço (nomeações, desequilíbrios). Pressupõe-se que as regras de compensação são imunes à qualidade do gás, na medida em que esta matéria é tratada no contexto do acesso à rede (Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações e Regulamento da Qualidade de Serviço) e das regras de medição (Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados).

FIGURA DO PRODUTOR

O ROI e o MPGTG devem prever a figura do produtor de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono como sujeito interveniente no balanço do sistema de gás. Entende-se esta figura de produtor na medida em que injete esse gás nas redes de gás natural, ficando naturalmente excluídos do âmbito os produtores de gases combustíveis que não injetem esse gás na rede.

Enquanto agentes de mercado, os produtores podem atuar diretamente no mercado de gás ou através de representante ou agregador.

ALTERAÇÃO DOS BALANÇOS DE ENERGIA E REPARTIÇÕES

Os balanços de gás nas infraestruturas refletem diariamente as decisões de nomeação dos agentes e as mobilizações de gás imputáveis a estes agentes, no sentido de entrada ou saída na infraestrutura. No caso concreto das redes de transporte e distribuição, o balanço de existências de gás de cada agente de mercado é anulado no final de cada dia, financeiramente, através do preço de desequilíbrio.

Os balanços de gás consideram, portanto, os fluxos de gás em cada ponto de entrada e saída da rede. Havendo injeções de gás a partir de produtores, esses pontos de entrada devem ser adicionados ao cálculo dos balanços. Em concreto, a injeção de gás na rede estará associada a um contrato bilateral ou à venda no mercado grossista, ou simplesmente integrada numa carteira de compensação, sendo por isso imputável ao balanço de um agente de mercado específico.

Estas injeções afetam ainda o mecanismo de repartição de consumos nos pontos de saída da rede de transporte. Estas repartições fazem a conciliação das quantidades de gás entregues em cada dia, em cada ponto de saída da rede de transporte, com as leituras dos equipamentos de medição dos consumidores ligados a jusante desse ponto de saída, afetando o gás entregue à carteira de consumo de cada agente de

mercado. A fórmula das repartições tem de ser alterada para considerar injeções na rede, não apenas no ponto de saída da rede de transporte, mas também nas ligações de produtores à rede de distribuição.

Para efeitos do cálculo das repartições nas saídas da RNTG para a RNDG (GRMS), propõe-se a convenção de que a produção ligada na rede de distribuição é considerada sem qualquer ajustamento para perdas e autoconsumos. A produção é, assim, equivalente a entregas no ponto virtual de balanço. Esta opção justifica-se, quer pelo paralelismo ao setor elétrico, quer, sobretudo, por se considerar que a produção localizada na rede de distribuição evita a utilização de troços de rede a montante (a rede de distribuição é unidirecional), contribuindo assim para reduzir (e não provocar) perdas e autoconsumos na rede.

Nota-se que eventuais autoconsumos relacionados com a instalação de produção especificamente, ou com as instalações de mistura e injeção dos gases renováveis na rede de distribuição, podem ser consideradas no âmbito do Guia de Medição ou até no âmbito das tarifas aplicáveis à injeção de gás na rede. Deve evitar-se a subsidiação destes custos eventuais pelos consumidores de gás.

OBRIGAÇÕES DE BALANÇO (PROGRAMAÇÃO, NOMEAÇÃO, DESEQUILÍBRIOS)

Nos pontos de interligação da rede de transporte com o terminal de GNL, com o armazenamento subterrâneo e com a rede de transporte espanhola, os agentes de mercado devem fazer nomeações e renomeações. Uma vez confirmadas pelo GTG, essas nomeações são firmes e correspondem a movimentos no balanço do agente nesse dia gás.

Os pontos de entrega de gás para consumo não estão sujeitos a obrigações de nomeação individualizada, com exceção dos clientes de medição intradiária (clientes ligados diretamente no transporte). No caso de clientes com medição diária, aplica-se o conceito de repartição que coincide com o valor medido e apurado no dia D+1. Para os clientes com medição não diária, aplica-se igualmente apenas a repartição agregada nos vários pontos de saída da rede de transporte (para clientes ligados diretamente no transporte ou para as redes de distribuição). A agregação dos valores de consumos e repartições associados a uma mesma carteira de um agente de mercado é utilizada no cálculo do balanço diário desse agente.

No caso da produção de gases de origem renovável, é possível adotar um regime próximo do que se aplica aos pontos de entrada da rede de transporte ou aos pontos de consumo. Pelo menos numa fase inicial do desenvolvimento da produção dos gases de origem renovável, o modelo mais simples aplicado aos pontos de consumo parece adequar-se às necessidades do SNG. Esta opção implica que apenas existe uma nomeação explícita de cada ponto de produção no caso dos produtores ligados na rede de transporte. Em

qualquer caso, no dia D+1 é imputada a produção ocorrida no dia anterior à carteira de um determinado agente de mercado, para efeitos de balanços.

Propõe-se aplicar à produção a obrigação de programação nos vários horizontes previstos no MPGTG. Esta obrigação de programação é válida para cada ponto de entrada ou saída da rede de transporte. No caso dos produtores ligados na rede de transporte, a obrigação de programação aplica-se para cada ponto de produção. No caso da produção ligada na RNDG, a obrigação de programação é agregada por ponto de saída da RNTG, tal como acontece para os consumos na RNDG.

No domínio da prestação de informação aos agentes de mercado, propõe-se ainda aplicar aos produtores ligados na rede de transporte o modelo de medição intradiária e aos produtores ligados nas redes de distribuição o modelo de medição diária. Esta opção é discutida no ponto seguinte deste capítulo.

Em resumo, o modelo proposto para o enquadramento dos pontos de produção no balanço da rede de transporte é o da tabela seguinte:

Tabela 5-1 – Resumo do modelo das obrigações de balanço aplicáveis à produção

<i>Regime</i>	Horizonte temporal	Produtor ligado na RNTG (equiv. a consumidor na RNTG)	Produtor ligado na RNDG
<i>Programação</i>	A-1, T-1, M-1, S-1	AM fornece ao GTG a programação de cada ponto de produção em cada horizonte de programação	AM fornece ao GTG a programação da produção agregada em cada ponto de saída da RNTG, em cada horizonte de programação
<i>Nomeação e renomeação</i>	D-1, D	Nomeação explícita de cada ponto de produção	Não há nomeação explícita dos pontos de produção
<i>Balanços</i>	D+1	A produção medida em D+1 é incorporada no balanço do AM, considerando-se virtualmente no VTP	

Nota: AM – Agente de mercado; A – ano gás de balanço; T – trimestre; M – mês; S – semana; D – dia gás de balanço; VTP – Ponto virtual de balanço português

ENQUADRAMENTO DOS PRODUTORES NO MODELO DE PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO

O modelo de prestação de informação parte da restrição operacional que é o sistema de medição instalado em cada ponto da rede. O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados¹⁴ determina estes sistemas. Em concreto, o Guia de Medição define que os pontos de consumo anual a partir de 100 000 m³ (n) e os pontos de ligação às instalações de produção devem ter um sistema de medição com capacidade de leitura remota [GMLDD, ponto 8.3]. Desta forma, o nível mínimo aplicável aos produtores quanto ao modelo de prestação de informação é a medição diária.

No caso dos produtores ligados na rede de transporte, a sua natural maior dimensão e influência no balanço da rede justifica, tal como para os consumidores, a aplicação do modelo de medição intradiária. Este modelo (que implica uma comunicação intradiária das quantidades de gás medido) é compatível com a exigência de nomeações em cada ponto de ligação a produtores ligados na RNTG.

Note-se que o modelo de prestação de informação implica um conjunto de serviços de medição e disponibilização de dados a fornecer pelo GTG ou pelo ORD aos agentes de mercado. Integrando os produtores as classes já previstas para o consumo, minimiza-se o impacte nos sistemas dos operadores e dos agentes de mercado.

Tabela 5-2 – Resumo do modelo de prestação de informação aplicável a produtores e consumidores

<i>Regime</i>	Consumidor	Produtor (Proposta ROI)
<i>Medição intradiária</i>	Consumidores ligados à rede de transporte	Produtores ligados à rede de transporte
<i>Medição diária</i>	Consumidores ligados à RNDG com consumo anual a partir de 100 000 m ³ (n)	Produtores ligados à RNDG
<i>Medição não diária</i>	Consumidores ligados à RNDG com consumo anual até 10 000 m ³ (n)	Não aplicável

¹⁴ [Diretiva n.º 7/2018](#), de 28 de março.

RASTREAMENTO DO GÁS EM CIRCULAÇÃO

A presença de outros gases misturados com o gás natural coloca novos desafios aos operadores das redes quanto à monitorização da qualidade do gás e à garantia do cumprimento dos parâmetros de qualidade exigidos. Os operadores deverão desenvolver as ferramentas necessárias a esta monitorização, num contexto que a qualidade do gás poderá variar bastante mais do que atualmente, quer devido a injeções de produtores quer pelo tipo de gás injetado nas redes.

No Procedimento n.º 2, propõe-se o desenvolvimento de um mecanismo de rastreamento do gás, a propor pelo GTG em coordenação com os restantes operadores. Este mecanismo permitirá, entre outras coisas, a estimativa da qualidade do gás nos diversos pontos da rede ou a simulação de cenários e de instruções de operação.

5.4 GESTÃO INTEGRADA DE GARANTIAS

O processo de gestão integrada de garantias no setor da eletricidade foi inscrito na legislação em 2019, através do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, com a consequente transposição para o Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico. Em 2020, o Decreto-Lei n.º 62/2020 veio estabelecer um processo idêntico para o setor do gás natural, alteração que foi refletida no novo Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico e do setor do gás.

Na sequência destas alterações, será aprovada uma peça de regulamentação que visa estabelecer em detalhe as regras de funcionamento do processo de gestão integrada de garantias.

Neste contexto, e tendo em conta as diversas referências ao processo de constituição e gestão de garantias no âmbito da GTG que constam do MPGTG atualmente em vigor, resulta necessário adaptar o MPGTG para que todas essas referências sejam remetidas para a nova regulamentação a aprovar. Assim, matérias como o tipo de garantias, o volume de garantias a prestar ou a execução de garantias deixam de constar do MPGTG.

Adicionalmente, previu-se uma disposição transitória que mantém, sobre esta matéria, as regras do anterior MPGTG até que seja operacionalizada a nova regulamentação relativa à gestão integrada de garantias. Esta disposição transitória não prejudica a alteração da periodicidade de liquidação que se possa, entretanto, implementar.

Estas alterações impactaram os Procedimentos n.º 1 e n.º 18.

5.5 FREQUÊNCIA DE LIQUIDAÇÃO NO ÂMBITO DO MPGTG

Na [consulta pública n.º 90](#), sobre as regras de negociação de produtos com entrega no VTP na plataforma do MIBGAS e procedimentos associados, foi suscitada por alguns agentes a alteração da periodicidade de faturação dos encargos decorrentes do processo de compensação, de mensal para ser semanal, tornando-se idêntica à praticada pelo MIBGAS, S.A.. No fecho da consulta, a ERSE reconheceu algumas vantagens na alteração sugerida, comprometendo-se a voltar a discuti-la no momento de revisão das regras de compensação.

Para além das vantagens associadas ao sincronismo dos processos de faturação do mercado organizado e dos encargos de compensação no âmbito do GTG, que podem reduzir o período de retenção das receitas de venda no MIBGAS, S.A., acresce o facto de o aumento de frequência de faturação reduzir o volume de garantias a constituir por parte dos agentes, tendo em conta a diminuição do risco associado.

No entanto, faz-se notar que alguns itens liquidados no âmbito do contrato de adesão ao GTG, pela sua natureza, continuarão a ser apurados uma vez por mês, como é o caso dos encargos associados às conciliações financeiras ou dos encargos de neutralidade. Para esse tipo de encargos, deve manter-se um apuramento mensal dos encargos, com a sua liquidação a decorrer na terceira semana de cada mês, aplicando-se as datas dos processos de liquidação dessa semana.

Neste contexto, propõe-se a adoção de uma periodicidade de liquidação semanal para os processos associados à compensação de rede no âmbito do MPGTG, salvaguardando, tal como já foi referido, as especificidades e alguns dos itens faturados. Os restantes processos de liquidação do GTG, nomeadamente os relativos aos acessos às infraestruturas, mantêm-se sem alterações.

Cabe ainda referir que a implementação das novas regras associadas ao serviço de flexibilidade do *linepack* obrigam a prever disposições no sentido de liquidar os encargos associados à sua subscrição. Uma vez que a subscrição deste serviço tem por consequência uma redução dos desequilíbrios que o agente registaria caso não dispusesse do serviço, entende-se que a liquidação dos encargos com a subscrição deve ter uma periodicidade semanal, idêntica à aplicada à liquidação dos desequilíbrios.

No âmbito da liquidação semanal propõe-se que a divulgação das notas de liquidação e das faturas possa ocorrer até ao segundo dia útil da semana (tipicamente terça-feira) devendo os pagamentos dos agentes

ser realizado dois dias úteis após a emissão das faturas (tipicamente quinta-feira) e os pagamentos do GTG aos agentes no dia útil seguinte (tipicamente sexta-feira). Estabelece-se ainda a obrigação de o GTG divulgar, antes do início de cada ano o calendário de liquidações para esse ano.

Estas propostas de alteração estão contidas no Procedimento n.º 18 do MPGTG.

5.6 AÇÕES DE BALANÇO TRANSFRONTEIRIÇAS

O CR Compensação [artigo 9º/3] prevê que o «operador da rede de transporte pode solicitar a autorização da entidade reguladora nacional para a transação dentro de uma zona de compensação adjacente e providenciar o transporte do gás de e para tal zona de compensação, ao invés de transacionar produtos de título e/ou produtos localizados na sua própria zona ou zonas de compensação. Na apreciação do pedido de autorização, a entidade reguladora nacional pode considerar soluções alternativas para melhorar o funcionamento do mercado nacional. O operador da rede de transporte e a entidade reguladora nacional devem reconsiderar anualmente os termos e condições aplicáveis. O recurso a esta ação de compensação não limita o acesso dos utilizadores da rede à capacidade no ponto de interligação em causa nem a sua utilização.»

Em Espanha, a regulamentação da compensação da rede inclui uma disposição muito próxima do CR Compensação, habilitando eventuais transações transfronteiriças para compensação da rede [Circular 2/2020 (artigo 12º nº 6)].

O recurso a ações de balanço transfronteiriças tem potencial para constituir uma ferramenta útil ao GTG, quer para ultrapassar eventuais faltas de liquidez do mercado grossista no VTP português, quer para promover a eficiência dos preços das ações de balanço. Este potencial parece ser ainda mais relevante na fase inicial do mercado grossista em Portugal e enquanto os dois mercados não tiverem implementado um mecanismo de acoplamento por atribuição implícita de capacidade de interligação.

No setor elétrico, têm vindo a ser utilizadas ferramentas de transação de serviços de sistema transfronteiriços (das quais o BALIT foi precursor), com ganhos para os custos dessa função.

A ERSE propõe inscrever o texto do CR Compensação no Procedimento n.º 2 do MPGTG, prevendo a possibilidade de o GTG propor um mecanismo com este objetivo. O desenvolvimento de uma tal ferramenta deve ser coordenado com o operador da rede em Espanha e com a respetiva entidade reguladora, por exemplo, no seio da Iniciativa Regional de Gás do Sul.

5.7 NOTIFICAÇÕES, NOMEAÇÕES, BALANÇOS, DESEQUILÍBRIOS E AJUSTAMENTOS

5.7.1 NOTIFICAÇÕES DE TRANSAÇÃO

As transações de gás entre agentes de mercado são notificadas ao GTG, no dia D-1 ou no próprio dia D. A redação atual do MPGTG prevê um prazo máximo para confirmação das notificações alinhado com as previsões do CR Compensação (até 2 horas para notificações em D-1 e até 30 minutos para notificações em D).

O procedimento usado pelo GTG é comum às notificações em D-1 e em D (e adequado ao prazo mais exigente – 30 minutos), pelo que, na prática, não existe justificação para manter esta diferenciação. Propõe-se a uniformização do prazo de confirmação de notificações para 30 minutos, já compatível com a prática atual.

Além desta questão, propõe-se que o MPGTG passe a incluir no Procedimento n.º 7 as disposições relativas a pré-notificações e notificações de transações em plataformas de negociação ou compensadas em câmaras de compensação, que constavam do Anexo II à [Diretiva n.º 14/2020](#).

A transposição das disposições do Anexo II da Diretiva 14/2020 permite concentrar no MPGTG um conjunto de procedimentos que, pela sua natureza, estão intimamente ligados à atuação do GTG, evitando-se, desta forma, a sua dispersão por diversas peças regulamentares. Ainda a este respeito, embora não diretamente relacionado com o Procedimento n.º 7, cabe referir, a transposição para o Procedimento n.º 18 dos artigos 10.º e 11.º do mesmo Anexo, sobre incumprimento de pagamentos, bem como a inscrição, num novo Procedimento, das disposições que constavam dos artigos 2.º a 7.º do referido Anexo, relativas ao processo de autorização para realização de transações nas plataformas de negociação ou câmaras.

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.

5.7.2 RENOMEAÇÕES NA RNTG

A transição para o novo modelo de balanço implica uma maior responsabilização de cada agente de mercado pelo equilíbrio da sua carteira, recuando o GTG para um papel de monitorização e compensação residual da rede. Em consequência, as regras de balanço devem transmitir os sinais económicos e técnicos adequados, de modo a que os agentes de mercado, respondendo a esses sinais, contribuam efetivamente para uma compensação da rede eficaz e economicamente eficiente.

Atualmente, os agentes de mercado podem alterar as nomeações para o dia gás, após o prazo definido para a nomeação, sem restrições relevantes para além do horário e do cumprimento dos limites de capacidade contratada. Esta situação permite que um agente de mercado faça uma renomeação durante o curso do próprio dia gás, ignorando o período de tempo já passado, durante o qual o GTG cumpriu o programa resultante das nomeações dos agentes. Esta situação não incentiva adequadamente os agentes de mercado a uma nomeação correta e atempada, nem incorpora nas renomeações as limitações técnicas das infraestruturas.

Propõe-se alterar as condições de aceitação das renomeações pelo GTG, de modo a que se apliquem apenas ao período restante do dia gás, sem afetar o período já decorrido.

5.7.3 DESVIOS DIÁRIOS DOS CONSUMIDORES MI

As regras de prestação de informação pelo GTG aos consumidores de medição intradiária (MI) preveem, durante o dia gás, o envio de 3 atualizações sobre os valores medidos em cada cliente MI aos respetivos agentes de mercado: 1ª atualização até às 13h (com dados até às 10h), 2ª atualização até às 20h (com dados até às 17h) e 3ª atualização até à 1h (com dados até às 22h). Prevê-se ainda que os agentes de mercado têm obrigação de nomear os consumos de gás em cada cliente MI para o dia gás, podendo estes fazer renomeações de ajuste das quantidades diárias previstas.

As atuais regras de compensação preveem ainda um tratamento distinto dos consumidores MI no que respeita ao cálculo do desequilíbrio diário. Para efeitos do cálculo do desequilíbrio diário, a quantidade considerada em cada cliente MI corresponde à última nomeação ou renomeação confirmada para esse ponto, desde que seja compatível com a 3ª atualização de consumos enviada ao agente de mercado. Em consequência, os desvios entre o consumo real de um cliente MI e a nomeação confirmada, no período entre as 22h e as 5h do dia gás, não são incluídos no desequilíbrio diário mas sim apurados e adicionados

ao cálculo do desequilíbrio do dia gás seguinte, permitindo assim aos agentes de mercado fazer em $d+1$ uma correção em espécie do desequilíbrio gerado em d .

A situação descrita contrasta com o cálculo de desequilíbrios para os clientes de medição diária (MD), em que o consumo real do dia d , apurado em $d+1$, é incluído no cálculo do desequilíbrio referente ao dia d . Esta situação pode configurar uma tolerância de desvio permitida aos agentes de mercado com clientes MI, imune à aplicação de preços de desequilíbrio (desde que corrigida no dia $d+1$). Como tal, não se conforma com o CR Compensação, terminado que está o período de admissibilidade de medidas provisórias [artigo 45.º do código de rede].

Acresce que a oportunidade de se verificarem desvios significativos entre as nomeações e os consumos MI durante o período após as 22h, sem incentivos à sua redução, colocam dificuldades à operação e compensação da rede de transporte. Esta situação tem sido reportada regularmente pelo GTG.

As tolerâncias de desvio aos clientes de MI colocam ainda problemas de compatibilidade com consumidores como as centrais elétricas situadas noutros países, que participem no mesmo mercado de eletricidade integrado.

Pelas razões expostas, a ERSE considera necessário rever a forma de determinação dos desequilíbrios diários dos consumidores MI, equiparando-a à dos consumidores de MD. O conceito de desvio deve ser eliminado (no Procedimento n.º 11 do MPGTG), devendo também ser considerada na íntegra a medição do consumo real durante o dia gás no cálculo do desequilíbrio diário das carteiras de compensação (no Procedimento n.º 13 do MPGTG). Eventuais correções a leituras após $d+1$ devem ser sujeitas a uma conciliação financeira em termos idênticos aos atualmente previstos para os clientes MD (Procedimento n.º 14 do MPGTG).

Importa referir que esta redução de flexibilidade, que será sentida pelos agentes de mercado, tem um contraponto no reforço das ferramentas de compensação ao seu dispor. Em primeiro lugar está a concretização da plataforma de negociação do MIBGAS, que facilitará a oferta de gás de compensação. Por outro lado, a disponibilização de produtos de capacidade intradiária interruptível na regaseificação do terminal de GNL (aprovada em 2020) e na interligação com o armazenamento subterrâneo facilita a utilização intradiária das infraestruturas mesmo em situação de congestionamento contratual, como se tem verificado recentemente. Por último, importa referir que o GTG envia atualizações horárias do consumo nos pontos MI, ainda que não integradas no processo formal de atualização previsto no

Procedimento 8, permitindo aos agentes de mercado utilizar estes dados em contínuo para efeitos de compensação, sendo possível enviar renomeações até às 2h, com efeitos duas horas depois.

As alterações descritas impactam os procedimentos n.º 11, 13 e 14 do MPGTG.

5.7.4 CONCILIAÇÃO DOS AJUSTAMENTOS DE LEITURA DOS CLIENTES MND FACE ÀS PREVISÕES

MECANISMO ATUAL

O atual processo de compensação dos consumos relativos aos clientes com medição não diária (MND) é composto pela entrega, por parte dos agentes de mercado, de gás relativo a três componentes distintas: i) previsão de consumos da carteira do agente de mercado disponibilizada pelo GTG com base informação da Entidade Responsável pelas Previsões (ERP), ii) ajustamento, apurado em d+1, que toma em consideração a informação sobre as saídas reais nas GRMS e a previsão inicial de consumos MND para o dia d, e iii) acertos mensais relativos aos meses anteriores que resultam do processo de obtenção de leituras reais e de estimativas realizadas pelos ORD.

Relativamente aos acertos mensais, é feito um apuramento no mês M+1 dos valores globais dos acertos aos meses anteriores, que são depois devolvidos em espécie, pelos agentes de mercado, em quantidades iguais durante todos os dias do mês M+2.

PRÉ-CONSULTA AOS AGENTES DE MERCADO

Na auscultação aos agentes de mercado sobre a revisão das regras de compensação foram manifestadas opiniões no sentido de se poder melhorar a informação utilizada no sentido de reduzir o volume dos acertos mensais, que registam oscilações significativas. Alguns agentes manifestaram preferência pela manutenção de um mecanismo compensação em espécie dos acertos mensais.

PROBLEMAS IDENTIFICADOS

A experiência acumulada com a aplicação do atual mecanismo permite verificar que este tem impactos significativos na gestão da RNTG. Apesar de diariamente se realizar um ajustamento às previsões do GTG para que quantidades totais atribuídas aos agentes de mercado coincidam com as saídas das GRMS, o que contribuiria para um equilíbrio entre entradas e saídas, a existência de um grande volume de acertos mensais, a ocorrer em espécie, acaba por desequilibrar a relação entre entradas e saídas relativas aos

consumos MND. Efetivamente, de acordo com dados apurados pelo GTG, o mecanismo de acertos mensais já causou, em acumulado, diferenças que já chegaram a ultrapassar os 200 GWh, o que coloca desafios a uma operação eficiente da RNTG.

ADOÇÃO DE UMA CONCILIAÇÃO FINANCEIRA DOS ACERTOS MENSAIS

A ERSE entende que devem ser eliminados os efeitos induzidos no equilíbrio físico da rede pelo atual mecanismo e que estão relacionados principalmente com o acerto em espécie dos ajustamentos mensais. Efetivamente, o ajustamento realizado em d+1 corrige de imediato as diferenças verificadas entre a previsão e as saídas verificadas nas GRMS no dia anterior, mantendo assim as nomeações a realizar pelos agentes muito próximas dos valores de saídas reais da GRMS.

Nesse sentido, e apesar de alguns agentes terem manifestado preferência por uma compensação em espécie, propõe-se que os acertos mensais dos consumos MND passem a realizar-se através de conciliação financeira, à semelhança do que ocorre em Espanha. Propõe-se que a conciliação ocorra ao preço médio ponderado dos dias sujeitos a conciliação, sem qualquer penalização, mantendo-se a natureza física da compensação apenas para o ajustamento em d+1.

REVISÃO DA INFORMAÇÃO UTILIZADA NO APURAMENTO DOS ACERTOS MENSAIS

Para além da adoção da conciliação financeira dos acertos, propõe-se que seja também revista a incorporação da informação dos ORD no apuramento dos acertos, no sentido de se reduzirem os volumes e a volatilidade dos acertos a conciliar, gerando uma maior previsibilidade das quantidades sujeitas a conciliação, bem como uma maior aderência entre os preços aplicados à conciliação e os preços que se registavam no momento do consumo.

A mecânica estabelecida no MPGTG para o apuramento dos acertos mensais consiste na substituição das estimativas de consumo do GTG realizadas em d+1 (previsão em d-1 e ajustamento em d+1), pelos consumos apurados através das leituras entretanto obtidas pelos ORD ou, para os pontos para os quais ainda não foi obtida leitura, através da estimativa dos ORD. Para os meses anteriores ao mês M, à medida que são obtidas novas leituras, estas substituem as estimativas dos ORD sendo a diferença também adicionada ao volume total de acertos mensais.

Esta mecânica, apesar de utilizar os dados de leituras reais disponíveis, acaba por introduzir oscilações muito significativas no volume de acertos, dado que a estimativa do GTG (previsão e ajustamento) estava

já ajustada com a informação sobre saídas das GRMS, o que não acontece com os dados de consumo dos ORD.

Assim, num primeiro momento, os dados de consumo disponibilizados pelos ORD vão necessariamente divergir dos do GTG, causando acertos relativos a esse mês num determinado sentido e, num segundo momento, com a obtenção de mais leituras reais, os consumos apurados pelos ORD tendem a aproximar-se dos valores de saídas das GRMS, causando um efeito de sentido inverso, gerando, de novo, acertos que podem ser significativos.

A ERSE propõe que a consideração, para efeitos de conciliação financeira, dos valores apurados pelos ORD para um dado mês ocorra, num primeiro momento, em M+3, momento a partir do qual a esmagadora maioria das instalações de consumo já dispõe de uma leitura real, tendo em conta a periodicidade de leitura estabelecida para o setor do gás (bimestral, no pior caso) e, num segundo momento, quando os dados de consumo se tornem definitivos.

De acordo com o proposto, em M+3 são conciliadas as diferenças entre os dados de consumo discriminado agregado provisório apurado pelos ORD nesse momento e os dados de consumo discriminado agregado provisório apurado em d+1 pelo GTG. Após os dados de consumo se tornarem definitivos ocorre a segunda conciliação, relativa à diferença entre o consumo discriminado agregado definitivo e o consumo agregado estimado provisório apurado em M+3. Esta segunda conciliação será, necessariamente, de uma dimensão reduzida dado que se limita a incorporar as (poucas) leituras que não tinham sido obtidas em M+3, bem como eventuais correções aos dados de consumo provisórios.

Esta proposta tende a reduzir os volumes conciliados dado que, tal como já explicitado, evita-se que, para um dado mês, se procedam a conciliações num determinado sentido com base em estimativas dos ORD que mais tarde são reconciliadas em sentido contrário com a obtenção de leituras reais.

Por outro lado, ao passar a conciliação a incidir apenas sobre o acerto de um mês específico e não sobre o acerto de um conjunto de 5 meses, o volume total a conciliar torna-se menos volátil e mais previsível. Efetivamente, quando a conciliação incorporava acertos de vários meses estes podiam, aleatoriamente, anular-se entre si ou, pelo contrário, serem todos no mesmo sentido, o que tornava o valor final mais volátil e difícil de prever.

Finalmente, o facto de, na atual mecânica, os acertos serem devolvidos em espécie, conduz a que, na melhor das hipóteses, essa devolução decorra dois meses após a ocorrência do consumo, aumentando

desta forma a probabilidade de que não exista aderência entre o preço do gás que se verifica no momento em que ocorrem os consumos e o preço do gás no momento da devolução em espécie.

Com a metodologia que agora se propõe implementar essa divergência desaparece, dado que a conciliação financeira corresponde a um acerto relativo a um determinado mês de consumo e todas as diferenças são realizadas ao preço médio ponderado de cada dia desse mesmo mês em que ocorreu o consumo. Consequentemente, a liquidação dessa conciliação deve identificar o mês a que reporta o acerto, indo de encontro aos comentários na consulta prévia realizada.

Esta alteração ao MPGTG obriga a que os operadores de rede de distribuição disponibilizem ao GTG a informação necessária ao apuramento das conciliações, isto é, dos consumos discriminados agregados, e permite que possa ser alterada a periodicidade de apuramento desses consumos discriminados agregados, tendo em conta a periodicidade da conciliação.

TRANSIÇÃO PARA A CONCILIAÇÃO FINANCEIRA

O facto de, no atual mecanismo, os acertos mensais apurados em M+1 serem devolvidos em M+2 obriga a estabelecer uma regra para a transição entre o modelo atual e o modelo de conciliação financeira em outubro de 2021. Propõe-se que, em agosto de 2021, sejam apurados os acertos mensais a devolver em espécie em setembro de 2021 e que, portanto, sejam tomados em consideração no apuramento dos desequilíbrios desse mês de outubro. Em setembro de 2021, apurar-se-ão, de acordo com as novas regras, as conciliações financeiras, de acordo com as novas regras.

O apuramento das conciliações financeiras nos primeiros meses de aplicação das novas regras deve ter em consideração que, em M+3, a conciliação incidirá sobre a diferença entre o consumo discriminado agregado provisório apurado pelo operador da rede de distribuição e o último consumo discriminado agregado provisório apurado pelo ORD tomado em consideração no apuramento dos acertos mensais. Situação idêntica ocorrerá no segundo momento de conciliação, em que esta incide sobre a diferença entre os consumos discriminados agregados definitivos e os últimos consumos discriminados agregados provisórios disponíveis para esse mês.

As alterações descritas neste ponto resultam na eliminação do Procedimento n.º 12 e em alterações aos Procedimentos n.º 13 e 14. Também foi inscrita a explicitação da inclusão das conciliações financeiras no apuramento dos encargos de neutralidade no Procedimento n.º 15. Foram também introduzidas nas

disposições transitórias as regras relativas à transição entre o mecanismo de acertos em espécie atualmente em vigor e o mecanismo de conciliação financeira.

5.7.5 AJUSTAMENTO DE EXISTÊNCIAS POR DIFERENÇAS DE MEDIÇÃO

Em resultado dos processos de medição de volume e de conteúdo energético do gás (em especial em condições mais exigentes como na forma de líquido criogénico ou em caudais gasosos reduzidos), ou de outras ocorrências nas redes, por vezes são identificadas diferenças na contabilização de existências nas infraestruturas, que são classificadas como “diferenças de medição”.

O Procedimento n.º 10 do MPGTG prevê que se as diferenças de medição acumuladas excederem, em módulo, 10% do valor do gás de operação, então são anuladas por correção das existências dos agentes de mercado, nomeadamente no terminal de GNL.

Considera-se que, no novo modelo de compensação, o GTG se deve responsabilizar integralmente por estas diferenças, por incorporação no gás de operação. A exceção que se mantém pertinente é o caso do terminal de GNL. No terminal verificam-se frequentemente diferenças de medição significativas relacionadas com os métodos de medição aplicados ao GNL. Considera-se que o facto de estas diferenças de medição terem uma origem conhecida e circunscrita aos utilizadores do terminal aponta para a manutenção da solução atual (ajustamento das existências dos utilizadores do terminal), evitando socializar este fenómeno entre todos os utilizadores do SNG.

O Procedimento n.º 10 foi alterado para o mecanismo de ajustamento se circunscrever às diferenças de medição no terminal.

5.7.6 AJUSTAMENTO DE EXISTÊNCIAS NO TERMINAL E NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO POR INSUFICIÊNCIA DE CAPACIDADE CONTRATADA OU POR VIOLAÇÃO DO NÍVEL MÍNIMO

O processo de confirmação das nomeações dos agentes de mercado assegura que os fluxos de gás nomeado e as existências armazenadas nas infraestruturas ficam dentro dos limites dos direitos de capacidade contratados pelo agente. No entanto, no caso do gás armazenado, pode surgir uma desconformidade entre o balanço do agente de mercado e os respetivos direitos de capacidade, se terminar o horizonte do produto ou produtos de capacidade contratada, sem que o agente prolongue a reserva com a contratação de nova capacidade, ou, no caso do Terminal, na sequência de ajustamento de existências por diferenças de medição.

Tendo em conta que o GTG passa a ter um mecanismo expedito para resolver os desequilíbrios dos agentes de mercado na RNTG, não só financeiramente, mas também comercialmente, e tendo presente a solução encontrada em Espanha para o mesmo problema (cfr. artigo 8.º da Circular 2/2020, de 17 de janeiro), a ERSE propõe definir um mecanismo de eliminação do desajuste entre existências no terminal de GNL ou no armazenamento subterrâneo dos agentes de mercado.

Em concreto, foi inscrito, no Procedimento n.º 10 do MPGTG, o mecanismo de atribuição compulsiva de direitos de capacidade ao agente de mercado, sujeita ao pagamento de uma penalização sobre o preço do produto intradiário de capacidade. Quando a infraestrutura não dispõe de capacidade disponível para fins comerciais, então o GTG deverá retirar o gás do balanço do agente de mercado (na medida necessária para resolver o desajuste de capacidade), seja realizando vendas de gás no mercado organizado (prioritariamente), seja incorporando esse gás na Extensão do Gás de Operação. Nesse caso o agente de mercado será compensado pelo gás retirado através de um crédito calculado por aplicação do Preço Marginal de Venda aplicável aos desequilíbrios por excesso na RNTG, deduzido dos encargos de utilização da infraestrutura correspondentes à emissão de gás para a RNTG, considerando o horizonte de produtos intradiários.

Os encargos ou receitas atribuíveis ao agente de mercado por via do mecanismo de ajustamento de existências por insuficiência de direitos de capacidade devem ser integrados nos encargos de acesso às redes.

Caso se trate de um caso de desajuste de capacidade de grandes proporções, suscetível de provocar graves problemas à operacionalidade da infraestrutura ou ao funcionamento do mercado grossista, o GTG deve informar a ERSE de forma pronta, de modo a avaliar a adequabilidade do mecanismo ao caso em concreto.

Um mecanismo análogo 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.

5.8 DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

A proposta de MPGTG submetido a consulta inclui um período de transição durante o qual se mantêm em aplicação algumas das regras atualmente em vigor. De facto, propõe-se que até 30 de setembro de 2021,

coincidindo com a devolução das existências dos agentes de mercado constituídas na RNTG, se mantenham em aplicação as regras constantes dos Procedimentos n.º 8, 11, 12, 13 e 14, relativas aos consumos com medição não diária e com medição intradiária.

Em relação aos consumos com medição não diária, tal como já descrito no ponto 5.7.4, propõe-se que os ajustamentos mensais em espécie sejam, pela última vez, apurados em agosto de 2021 e tomados em consideração no apuramento dos desequilíbrios de setembro de 2021.

De forma semelhante, propõe-se que o desvio de d-1 em espécie, relativo aos consumos com medição intradiária seja, pela última vez, apurado para o dia gás com início em 29 de setembro e tomado em consideração no apuramento do desequilíbrio do dia gás com início em 30 de setembro.

Relativamente ao procedimento n.º 18, incluíram-se disposições transitórias no sentido de manter em aplicação as disposições atualmente vigentes relativas a garantias, até à efetiva operacionalização da regulamentação relativa à gestão integrada de garantias. Sobre a implementação da frequência de liquidação semanal, propõe-se que esta ocorra o mais tardar, até 1 de outubro de 2021, podendo iniciar-se antes, mediante anúncio do GTG com um mês de antecedência.

Nas disposições relativas ao apuramento do preço de desequilíbrio, estabelecidas no Procedimento n.º 14, propõe-se que estas sejam de aplicação imediata. Foi também introduzida uma disposição transitória, semelhante às que constavam da Diretiva n.º 20/2016, segundo a qual, até que esteja implementado um mecanismo de atribuição de capacidade implícito, sempre que seja necessário recorrer à referência de preço de Espanha para determinar o Preço Médio Ponderado, considerar-se-á, para efeitos do preço da capacidade de interligação a adicionar ou a subtrair ao preço de Espanha, o preço da capacidade atribuída por mecanismo implícito, em Portugal, bem como a tarifa de utilização diária da capacidade de interligação aplicável às entradas ou saídas de Espanha.

Relativamente às disposições relativas ao mecanismo de flexibilidade do *linepack*, propõe-se que os agentes continuem a aceder a este, de forma gratuita, de acordo com as regras atualmente em vigor, até 30 de setembro de 2021.

5.9 OUTROS TEMAS DA COMPENSAÇÃO

INFORMAÇÃO A DISPONIBILIZAR À ERSE

O Procedimento n.º 21 do MPGTG determina um conjunto de elementos para serem enviados pelo operador à ERSE, e os respetivos prazos. São propostas alterações de simplificação, dado que muita da informação está disponível no site de Internet do GTG.

Assinala-se na proposta a primazia da disponibilização de dados em plataformas eletrónicas para o efeito, em vez de métodos mais convencionais de envio de informação.

CATIVAÇÃO VOLUNTÁRIA DE EXISTÊNCIAS PARA VALORIZAÇÃO DA POSIÇÃO FINANCEIRA

A [Diretiva n.º 14/2020, de 30 de setembro](#), estabeleceu a possibilidade de os agentes de mercado poderem, voluntariamente, cativar existências que pudessem ser valorizadas e tidas em conta na valorização da posição financeira do agente, no âmbito da autorização para realização de transações em plataformas de negociação ou câmaras de compensação que realizem notificações ao GTG. O objetivo desta disposição foi o de permitir a realização de transações em produtos de curto prazo, para lá do dia seguinte, sem que essa atuação obrigasse a um reforço das garantias financeiras nem colocando em causa a segurança do SGN.

O GTG entendeu que a concretização prática das referidas disposições beneficiaria de alguma concretização ao nível das condições de aceitação ou de rejeição do pedido de cativação, do processo de solicitação, de validação e de libertação das cativações, bem como dos prazos aplicáveis, pelo que propôs a inclusão de um novo procedimento sobre esta matéria, que corresponde, no essencial, ao Procedimento n.º 23 do MPGTG submetido a consulta.

Assim, é proposto que possam ser aceites, total ou parcialmente, pedidos de cativação de existências detidas nas infraestruturas do terminal de GNL e/ou do armazenamento subterrâneo de gás natural, devendo cada solicitação de cativação de existências ser validada relativamente à inexistência de constrangimentos operacionais decorrentes da imobilização das existências cativadas e à verificação de disponibilidade da quantidade solicitada face às obrigações de constituição e manutenção de reservas de segurança, aos montantes já comprometidos em nomeações ou transações para o próprio dia gás e dia gás seguinte, às existências previamente cativadas e à suficiência de capacidade de armazenamento contratada para o período de cativação.

É ainda proposto que a periodicidade e o horizonte para a solicitação de cativação de existências no terminal de GNL deve ser mensal, de forma a assegurar que a cativação não condiciona o processo de atribuição mensal de capacidade de receção/emissão de GNL por navios.

Relativamente à libertação das existências cativadas propõe-se que esta ocorra na sequência da rejeição ou aceitação parcial do pedido pelo GTG, no final do período de cativação definido na comunicação de confirmação de validação pelo GTG ou na sequência de pedido do agente de mercado para libertação antecipada de cativação previamente. Neste último caso a libertação verifica-se após validação da posição financeira em dia útil posterior à solicitação de libertação.

Relativamente a prazos, propõe-se que as solicitações de cativação devem ser apresentadas pelos agentes de mercado com antecedência mínima de 3 dias úteis devendo a sua aceitação ou rejeição pelo GTG ser comunicada no segundo dia útil após a receção da mesma.

ANEXO II DA DIRETIVA N.º 14/2020, DE 30 DE SETEMBRO

Tal como já havia sido referido noutros pontos deste documento justificativo propõe-se revogar o Anexo II da Diretiva n.º 14/2020, incorporando no MPGTG as disposições que aí constavam. Entende-se que esta proposta facilita a leitura e a compreensão das regras a aplicar, que estão intimamente ligadas à atuação do GTG, para além de se evitar a dispersão de regras por diversas peças regulamentares.

Assim, o Procedimento n.º 7 do MPGTG passou a conter as disposições relativas a pré-notificações e notificações de transações em plataformas de negociação ou compensadas em câmaras de compensação, o Procedimento n.º 18 passou a incluir o conteúdo dos artigos 10.º e 11.º do anexo a revogar, sobre incumprimento de pagamentos, e o novo Procedimento n.º 22 passa a incluir as disposições que constavam dos artigos 2.º a 7.º do referido Anexo, relativas ao processo de autorização para realização de transações nas plataformas de negociação ou câmaras de compensação.

CONCEITO DE “CADEIA DE MEDIDA” E “PONTO DE MEDIÇÃO”

Foram substituídas as referências a “cadeias de medida” por “pontos de medição”, harmonizando o conceito com o RRC e simplificando a terminologia do Manual, sem qualquer alteração de substância quanto às grandezas em causa.

6 COORDENAÇÃO ENTRE OPERADORES DAS REDES E CONTROLO DA INJEÇÃO DE GÁS NAS REDES

A proposta de revisão do ROI inclui um novo artigo (57.º-A) sobre a coordenação entre os operadores das redes e das infraestruturas. A coordenação entre os operadores não é novidade e acontece em vários planos ou dimensões. No entanto, a injeção de gases renováveis nas redes reforça essa necessidade, sobretudo no que respeita à garantia da qualidade do gás entregue aos consumidores finais.

Em particular com gases de origem renovável com PCS reduzido, como o hidrogénio, o cumprimento dos níveis máximos de mistura com o gás natural obriga não apenas ao controlo de cada produtor individualmente, mas também ao resultado acumulado das injeções nas redes. A troca de gás nas interligações também impõe a troca de informação entre operadores da rede de transporte de sistemas adjacentes.

Noutros tipos de gás, mais conformes com os parâmetros de qualidade do gás natural (como o biometano ou o metano sintético), a questão não será tanto o nível de mistura, mas antes a eventualidade de inversões de fluxo de gás nas redes ou os níveis de pressão nas redes. Nalguns países estão a ser planeados investimentos de viabilização da injeção de gases renováveis em redes de jusante, com compressão e injeção nas redes mais a montante.

Importa ainda salientar a cada vez mais profunda integração dos mercados de eletricidade e de gás natural. Nesse contexto, o GTG deve coordenar-se com o seu homólogo para o setor elétrico. A monitorização, verificação e otimização da operação do sistema nacional de gás, em particular da rede de transporte, beneficiará de um aprofundamento da coordenação com o sistema elétrico nacional. A título de exemplo, as instalações de conversão de eletricidade para gás (*power-to-gas*) estarão aptas à prestação de serviços de sistema devido à flexibilidade do seu consumo.

O contrato de uso das redes deverá definir as condições de injeção e monitorização aplicáveis a cada produtor que injeta gás nas redes. O RARII inclui essa proposta. Em complemento, os operadores das redes devem ainda poder emitir instruções de operação para os produtores, de modo a garantir a manutenção das condições normais de operação e de qualidade do gás, em particular perante circunstâncias concretas da operação da rede. O artigo 25.º do ROI foi alterado para incluir esta possibilidade.