

CONSULTA PÚBLICA 96

RELATÓRIO

Proposta de reformulação do
RARII, do ROI, do RT e do MPGTG

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	COMENTÁRIOS GERAIS SOBRE O RARII	3
2.1	Injeção nas redes de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono e contratos de utilização das infraestruturas	3
2.2	Atribuição de capacidade nas infraestruturas	7
2.3	Supervisão de investimentos	9
2.4	Obrigações de transparência e informação para efeitos de acesso	11
2.5	Inovação e projetos-piloto	13
2.6	Outros temas	14
2.6.1	Quotas de mistura de outros gases	14
2.6.2	Mercado secundário	14
2.6.3	Entrada em vigor	15
3	COMENTÁRIOS GERAIS SOBRE O ROI E SOBRE O MPGTG	17
3.1	Diretiva de Devolução das existências e aquisição de gás de operação	17
3.1.1	Programa de devolução de existências	17
3.1.2	Programa de aquisição de gás pelo GTG	20
3.2	Inclusão da produção e injeção na rede de gases renováveis	23
3.3	Extensão do gás de operação	25
3.4	Mecanismo de flexibilidade do <i>linepack</i>	27
3.5	Preço de desequilíbrio	33
3.6	Compensação da RNTG	34
3.6.1	Melhoria da programação da operação do sistema	34
3.6.2	Enquadramento das ações de balanço	36
3.6.3	Ações de balanço transfronteiriças	38
3.7	Notificações, nomeações, balanços, desequilíbrios e ajustamentos	39
3.8	Gestão Integrada de Garantias	48
3.9	Procedimento relativo à cativação de existências	48
3.10	Troca de informação com os agentes de mercado e a ERSE sobre a compensação da RNTG	52
3.11	Coordenação entre operadores das redes e controlo da injeção de gás nas redes	54
3.12	Outros temas	55
3.12.1	Disposições Transitórias	55
3.12.2	Grupo de Acompanhamento	56
3.12.3	Encargos de neutralidade	56
4	COMENTÁRIOS GERAIS SOBRE O RT	57

4.1	Injeção de gases renováveis na rede	57
4.1.1	Criação da função de compra e venda de gases de origem renovável pelo CURG	57
4.1.2	Tratamento tarifário para a injeção na rede pública de gases renováveis ou de baixo carbono	61
4.1.3	Planos de Promoção da Injeção de outros Gases na Infraestrutura	63
4.2	Alterações de melhoria e atualização ao Regulamento Tarifário	66
4.2.1	Criação de um mecanismo de diferimento intertemporal do reconhecimento tarifário das receitas resultantes da aplicação de prémios de leilões de capacidade das infraestruturas	66
4.2.2	Alterações nos preços de reserva a aplicar aos produtos de capacidade interruptível para uso da rede de transporte	68
4.2.3	Preços de referência de venda a clientes finais	69
4.3	Transporte de GNL em cisterna	71
4.4	Custos com alterações das instalações de utilização dos clientes no momento da sua ligação à rede de gás natural	74
4.5	Alteração do enquadramento do incentivo à aquisição de gás pelo CURG em mercado	78
4.6	Outros temas	82
4.6.1	Gás de operação do ORT	82
4.6.2	Margem de comercialização – remuneração do fundo de maneo	84
4.6.3	Preços de transferência	86
4.6.4	Harmonização de definições e publicação de valores diários dos termos fixos e de capacidade	89
4.6.5	Recuperação de montantes indevidamente recebidos	90
5	COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS	93
5.1	Comentários específicos sobre o RARII	95
5.1.1	Definições e resolução de litígios	95
5.1.2	Atribuição de capacidade na RNTIAT	98
5.1.3	Supervisão de investimentos	101
5.2	Comentários específicos sobre o ROI	103
5.2.1	Definições e resolução de litígios	103
5.3	Comentários específicos sobre o MPGTG	107
5.3.1	Procedimento n.º 6 – Prestação de informação no dia D-1	107
5.3.2	Procedimento n.º 9 – Repartições	108
5.3.3	Procedimento n.º 10 – Balanços	110
5.4	Comentários específicos sobre o RT	113
5.4.1	Revisão do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios associados à procura	113
5.4.2	Transposição das matérias anteriormente previstas no RRC	114
5.4.3	Compensações devidas por incumprimento das obrigações de qualidade de serviço aplicáveis ao sistema nacional de gás	116

5.4.4	Referências às datas de duração dos contratos take-or-pay	117
5.4.5	Clarificação de aspetos relacionados com o cálculo de proveitos	118
5.4.6	Alteração das referências ao gás natural e outros comentários ao articulado	119
5.4.7	Outros temas não incluídos na Consulta Pública	122
5.4.7.1	Inclusão do ajustamento realizado à FCVAR dos CURR no RT	122
5.4.7.2	Simplificação do apuramento dos proveitos permitidos do CURR	123
5.4.7.3	Reposição da coerência e o equilíbrio previsto nos termos acordados entre o concedente e as Distribuidoras.....	124
5.4.7.4	Clarificação na tarifa de uso da rede de transporte	125
5.4.7.5	Repercussão do custo de entrada na rede de transporte pelos comercializadores aos seus clientes.....	126

1 INTRODUÇÃO

Em 19 de janeiro de 2021, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) lançou a [Consulta Pública n.º 96](#) com a proposta de reformulação de regulamentos do gás, resultado da publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, sobre as bases e organização do Sistema Nacional de Gás. A revisão dá ainda concretização ao Regulamento (UE) n.º 312/2014 da Comissão (Código de rede de compensação da rede de transporte de gás natural), na sequência da aprovação das regras de negociação do mercado de gás (Diretiva n.º 14/2020, de 30 de setembro). A receção de comentários à consulta da ERSE decorreu até 2 de março de 2021.

A consulta incluiu propostas de reformulação do Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), do Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI) e do seu Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNG (MPGTG) e do Regulamento Tarifário do setor do gás (RT). Foi ainda incluída na proposta uma diretiva sobre o processo de devolução das existências de gás dos agentes de mercado na reserva operacional e o programa de aquisição do gás de operação pelo GTG.

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) e o Regulamento de Relações Comerciais (RRC) foram sujeitos a consultas autónomas e anteriores à presente. O RRC e o RQS entretanto aprovados já incluem a adaptação para o novo regime jurídico das bases de organização do SNG (Decreto-Lei n.º 62/2020).

A principal motivação da reformulação dos regulamentos foi a adequação do quadro regulamentar ao novo diploma das bases de organização e funcionamento do SNG. Este diploma prevê a descarbonização das redes de gás natural, inserida nos objetivos da política energética, através da injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono nas redes de gás natural. O modelo legislativo para a promoção destes gases inclui a sua compra pelo comercializador de último recurso grossista, segundo mecanismos de aquisição a lançar pelo Governo, a entrega do gás renovável aos comercializadores a preço de mercado do gás natural e a respetiva subsidiação do sobrecusto pelo Fundo Ambiental.

Foi também concretizada a plena adoção do código de rede europeu de compensação da rede de transporte de gás [Regulamento (UE) N.º 312/2014 da Comissão, de 26 de março de 2014]. Parte da concretização deste código de rede estava pendente da existência de uma plataforma de negociação para o gás natural no ponto de balanço português. Esta dificuldade foi ultrapassada no dia 16 de março de 2021, com o início das transações na plataforma do MIBGAS. A alteração regulamentar inclui, assim, o fim das medidas transitórias que estavam em aplicação desde 2016 e um mecanismo de transição para o gás de operação. Este mecanismo é definido numa diretiva autónoma.

A reformulação dos regulamentos inclui ainda aspetos de melhoria pontual e clarificação resultantes da experiência da sua aplicação.

O presente documento sistematiza os contributos recebidos e a ponderação que a ERSE fez, justificando assim as alterações efetuadas à proposta sujeita a consulta. Os comentários recebidos, salvo menção expressa em contrário pelo interessado, são reproduzidos na íntegra na página da ERSE na Internet, salvaguardados os direitos das pessoas singulares no que diz respeito ao tratamento de dados pessoais. Acompanham o presente Relatório, os regulamentos e o manual de procedimentos aprovados.

Agradece-se a participação de todos os interessados neste processo de consulta pública.

Foram recebidos os pareceres do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário. Foram também recebidos contributos de 13 participantes, nomeadamente:

- AGN - Associação Portuguesa de Empresas de Gás Natural
- Axpo Energia Portugal
- Dourogás
- EDP Energias de Portugal
- EDP Gás SU
- Endesa
- Galp Energia
- Galp Gás Natural Distribuição (GGND)
- Ius Omnibus
- MIBGAS
- REN
- REN Portgás Distribuição

O documento tem um capítulo dedicado a uma apreciação geral de cada regulamento – capítulo 2, sobre o RARII, capítulo 3, sobre o ROI e MPGTG e capítulo 4, sobre o RT – e termina com o capítulo 5 dedicado à apreciação de comentários específicos.

2 COMENTÁRIOS GERAIS SOBRE O RARII

Este capítulo discute a tendência geral dos comentários sobre as propostas do ROI e do MPGTG e justifica a decisão da ERSE. A sua estrutura tem por referência os temas colocados a consulta pública que justificam a apresentação de comentários por parte da ERSE. Assim, os temas que não suscitaram contraditório, nem alterações à proposta apresentada não integram este documento.

2.1 INJEÇÃO NAS REDES DE GASES DE ORIGEM RENOVÁVEL E DE BAIXO TEOR DE CARBONO E CONTRATOS DE UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A proposta de reformulação do RARII incluiu a definição de **produtor** de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono, integrando a lista de entidades classificadas como utilizadores da rede. O conceito do produtor para efeitos do RARII é apenas aplicável em situação de injeção na rede, uma vez que no autoconsumo as infraestruturas de ligação entre o produtor e os clientes não integram as concessões ou licenças de distribuição ou de transporte, nem existe uso das redes públicas nas outras utilizações possíveis para a produção própria.

O contrato de uso das infraestruturas para os produtores estabelece, para além dos aspetos comerciais da utilização das redes, as condições técnicas de injeção de gás na rede, quanto à sua qualidade, pressão e outros parâmetros da injeção, ou quanto ao nível permitido de injeção na rede, para cada produtor e para cada local de ligação.

A injeção de gases de origem renovável nas redes não deve prejudicar o cumprimento das bandas de qualidade aplicáveis ao gás fornecido aos clientes finais, pelo que se tem de conformar com limites a definir em função das condições de operação em cada caso. No caso específico do hidrogénio, a sua injeção na rede não poderá exceder o conteúdo máximo de hidrogénio definido para as redes. Em certas situações, a injeção de gases renováveis nas redes recorre a instalações de mistura operadas pelos operadores das redes e com controlo contínuo da injeção.

A proposta adotou no RARII a figura da suspensão do contrato de uso das infraestruturas, de forma transversal às diferentes infraestruturas e à semelhança do setor elétrico. O processo de suspensão tem origem num incumprimento. A manutenção do incumprimento, após o prazo estipulado, provoca o

processo de cessação. O novo artigo que identifica as condições de suspensão de um contrato de uso das infraestruturas, encontra-se em harmonia com o disposto para o setor elétrico.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Produtor de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono

Sobre o conceito de Produtor, a EDP Energias de Portugal entende que, apesar de o regime jurídico prever o autoconsumo individual ou coletivo, a regulamentação não deve ser limitativa (o RARII apenas enquadra a produção em situação de injeção na rede) e deve ser desenvolvida, prevendo a possibilidade do autoconsumo com recurso às infraestruturas do SNG, nomeadamente com recurso às redes de transporte e distribuição de gás.

Condições Gerais do Contrato de Uso da Infraestruturas

Sobre o conteúdo do contrato de uso das infraestruturas, designadamente a definição das condições técnicas de injeção de gás na rede, quanto à qualidade, pressão e outros parâmetros da injeção, EDP Energias de Portugal entende que deve existir uma coordenação eficaz entre as normas legislativas e regulamentares, para que sejam explicitados os níveis mínimos de incorporação de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono no SNG, determinando-se igualmente as bandas de injeção admissíveis para cada tipo de gás renovável e de baixo teor de carbono.

Ainda relativamente às condições gerais do contrato de uso das infraestruturas, a EDP Energias de Portugal entende que não deveria ter sido eliminado o prazo máximo para apresentação das mesmas após a entrada em vigor do presente regulamento.

Também a REN Portgás Distribuição comenta este tema, propondo que o desenvolvimento dos contratos de uso das infraestruturas relativos à injeção de gases de origem renovável e de baixo teor em carbono deve ser consolidado entre os vários atores que atuam no SNG, nomeadamente agentes de mercado e operadores das redes de distribuição, num prazo não superior a 150 dias concedido pelo regulador, de forma a garantir igualdade de acesso e homogeneidade ao longo de todo o território nacional, de forma a impedir a eventual criação de assimetrias entre operadores e idiosincrasias de âmbito local. Propõe a empresa que seja escolhido um painel de especialistas para apresentação de propostas.

A REN refere que a definição de condições para a injeção de gases de origem renovável nas redes deverá ser precedida de maior discussão do modelo de desenvolvimento do mercado. As injeções nas redes mais

a jusante, com menores consumos, poderão condicionar os valores de incorporação a montante, devido aos valores máximos de incorporação que venham a ser definidos. Por isso, a REN sugere a aplicação de um regime transitório para incorporação de gases renováveis ou de baixo teor de carbono até 2% em volume no ponto de consumo, para se desenvolverem os primeiros projetos-piloto.

Suspensão do Contrato de Uso da Infraestruturas

Foram recebidos vários comentários durante a consulta pública sobre os prazos para a suspensão.

A GALP propõe a redução do prazo para suspensão do contrato de uso das infraestruturas e o prazo de regularização das situações que motivaram a suspensão, respetivamente 8 e 10 dias, por forma a desincentivar comportamentos prejudiciais ao SNG.

A REN Portgás também coloca em causa o prazo de suspensão do contrato de uso das infraestruturas, defendendo que, quando estejam em causa anomalias de qualidade do gás, deve haver uma monitorização em tempo real, realçando que o prazo de 10 dias pode implicar uma gestão de impactos com pouca efetividade por parte do operador da rede de distribuição.

Sobre o pré-aviso mínimo de 8 dias aos agentes de mercado caso de se verificarem as condições para suspensão, a REN considera que o mesmo não se afigura compatível com a antecedência mínima de 3 dias proposta na Diretiva sobre a Gestão de Riscos e Garantias no SEN e no SNG, com a qual os operadores de rede têm de avisar os agentes de mercado quando estes não regularizam a sua posição financeira. Segundo a empresa, a proposta da ERSE inviabilizaria assim a aplicação do pretendido na Diretiva, i.e., uma ação célere por parte do operador para evitar riscos financeiros maiores para o SNG. Apesar de comentar que a ERSE prevê que estes prazos possam ser adaptados, a REN sugere que se harmonizem ambos os prazos.

Ainda sobre a suspensão do contrato de uso das infraestruturas, e com o objetivo de promover a transparência e clareza das atividades e relacionamentos entre partes no setor, a REN sugere que a obrigatoriedade de comunicação de situações de suspensão dos contratos de uso das infraestruturas dos agentes de mercado abranja, consoante o caso, outras entidades intervenientes, tais como a própria ERSE e o Gestor Integrado de Garantias, e, em matéria de razão, também o OLMC, Operadores dos Mercados Organizados, Operadores da Rede de Distribuição e Gestor Logístico das UAG, na medida em que este evento possa ter impacto na atividade destas entidades. A REN sugere que esta mesma obrigatoriedade de comunicação às entidades, seja também incluído no atual artigo 12.º referente à cessação dos contratos de uso das infraestruturas.

Também a EDP Energias de Portugal propõe clarificar a redação do artigo 11.º-A da proposta de modo a que fique claro que o agente de mercado é notificado no momento de suspensão do contrato, propondo igualmente que o operador da rede dê conhecimento ao operador logístico de mudança de comercializador no prazo máximo de 24 horas, bem como ao comercializador de último recurso retalhista.

Finalmente, a GALP Gás Natural Distribuição solicita que sejam clarificados quais os efeitos que efetivamente ficam cessados com a suspensão dos contratos de uso das infraestruturas.

DECISÃO DA ERSE

Sobre a interpretação do conceito de Produtor, e a inclusão do Autoconsumo através da Rede Pública de Gás, o conceito apenas é aplicável às situações de injeção de gás na rede, uma vez que de acordo com o n.º 4 do artigo 71.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, “nos casos de autoconsumo singular ou coletivo de outros gases, as infraestruturas de ligação entre o produtor e os clientes não integram as concessões ou licenças de distribuição e transporte, conforme os casos, que vigorem na respetiva área geográfica”. A ERSE manteve a redação proposta, que apenas inclui no âmbito do RARII a produção que injeta gás renovável nas redes públicas.

Relativamente aos prazos para aplicação da suspensão, os mesmos foram mantidos, garantindo-se assim uma harmonização entre o SNG e o SEN. Sublinha-se que o articulado proposto já previa uma adaptação dos prazos de suspensão nos casos previstos no regime da gestão integrada de garantias, pelo que os prazos definidos no RARII se aplicam para as restantes situações. Quanto à comunicação aos agentes de mercado e aos operadores, a redação adotada prevê as regras gerais, não impedindo que as regras específicas de outros mecanismos – como a gestão integrada de garantias - prevejam regras cumulativas sobre a comunicação da suspensão do contrato de uso das infraestruturas.

Deve esclarecer-se que a injeção de gás de forma que afete negativamente a qualidade de serviço pode ser causa de interrupção da instalação, por facto imputável ao cliente ou por razões de segurança, nos termos do RRC. Acresce que o MPGTG reformulado confere ao operador de rede a possibilidade de emitir instruções de controlo sobre a injeção de gás na rede, no caso de essa injeção colocar em causa a operação da rede nos parâmetros admissíveis. Assim, a figura da suspensão do contrato de uso das infraestruturas não é necessariamente aplicável a este caso. O operador de redes tem outras ferramentas para uma atuação mais eficaz e mais imediata.

Quanto às limitações à injeção de gases de origem renovável nas redes, reconhece-se a relação existente entre elas e o modelo de desenvolvimento para a descarbonização do gás, nomeadamente quanto ao tipo de gases, aos valores máximos de incorporação e ao ritmo de crescimento das injeções. No caso do hidrogénio, com limites restritivos de incorporação expectáveis, a injeção de pequenos volumes em redes capilares, de baixos caudais, implicará facilmente o atingimento dos valores máximos permitidos. Isto poderá criar obstáculos à injeção a montante, de maiores volumes, que viesse somar-se aos valores incorporados a jusante.

Não obstante, não é, por ora, possível determinar esse modelo e as restrições à injeção destes gases. A atribuição de capacidade de injeção de gases renováveis nas redes deverá, no entanto, ser sujeita a coordenação entre os vários operadores, a montante e a jusante, de modo a permitir otimizar as injeções de gases de origem renovável a nível nacional. O modelo de aquisição destes novos gases poderá contribuir para esta coordenação. É importante sublinhar que o processo de licenciamento da produção terá também um papel a desempenhar neste equilíbrio.

2.2 ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE NAS INFRAESTRUTURAS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Previsão da atribuição de capacidade suplementar nas interligações internacionais

O RARII reformulado inclui um novo processo de oferta de capacidade suplementar nas interligações, nos termos previstos no código de rede de atribuição de capacidade [[Regulamento \(UE\) 2017/459 da Comissão, de 16 de março](#)] e em coordenação com o operador da rede interligada em Espanha. Esta oferta de capacidade suplementar carece de manifestação de interesse prévio pelos agentes de mercado e de um teste económico.

Clarificação do processo de atribuição de capacidade nas infraestruturas da RNTIAT

A proposta de reformulação do RARII promoveu a clarificação de aspetos pontuais do processo de atribuição de capacidade, reforçando a consistência do regulamento e a sua conformidade com o código de redes de atribuição de capacidade, bem como entre o RARII e o MPAl.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Em geral, os interessados valorizaram as propostas de alteração com o objetivo de clarificar e explicitar aspetos cuja implementação tem vindo a levantar dúvidas ao longo do tempo. Não obstante, referem-se de seguida os comentários que oferecem uma visão distinta da proposta.

A EDP Energias de Portugal comenta as disposições sobre atribuição de capacidade suplementar nas interligações internacionais, que adotou o modelo previsto no código de rede de mecanismos de atribuição de capacidade [Regulamento UE 2017/459]. A empresa refere que o processo deve ser transparente, em especial o teste económico e os seus parâmetros, e envolver os *stakeholders*.

Sobre a atribuição de capacidade de armazenamento para reservas de segurança, a EDP Energias de Portugal refere que o método de cálculo usado para calcular os consumos comerciais sujeitos a constituição de reserva deve ser uniformizado, em alinhamento com o processo de validação da atribuição de capacidade.

A GALP Gás Natural Distribuição e a REN propõem que os pontos de injeção de gases de origem renovável nas redes de distribuição sejam incluídos na lista de pontos relevantes, incluindo as redes não interligadas. O racional apresentado refere a importância destes pontos para a gestão das capacidades e de fluxos de gás na rede e para a monitorização da qualidade do gás.

DECISÃO DA ERSE

No tema da atribuição da capacidade suplementar (artigo 39.º-A na proposta e artigo 35.º na redação final), sublinha-se que a alteração do RARII visou enquadrar a aplicação do Regulamento UE 2017/459 e dar visibilidade aos estudos de procura cuja elaboração já está inserida na prática do ORT. Ao remeter para o procedimento previsto no código de rede, o RARII assegura a transparência referida no comentário da EDP Energias de Portugal. Os parâmetros do teste económico e os seus resultados são publicados ao abrigo do Regulamento UE 2017/459.

Sobre a atribuição de capacidade de armazenamento para reservas de segurança, e como refere a própria EDP Energias de Portugal, a revisão do MPAI em 2020 veio uniformizar o método de apuramento dos consumos sujeitos a reserva, em alinhamento com a legislação aplicável. Este tipo de metodologias está previsto em detalhe no MPAI. O RARII apenas foi adaptado para enquadrar melhor essas metodologias e dar flexibilidade ao MPAI.

A ERSE concorda com a inclusão dos pontos de injeção de gases de origem renovável nas redes de distribuição na lista de pontos relevantes, incluindo as redes não interligadas. O artigo 19.º (anterior 18.º) foi alterado em conformidade.

2.3 SUPERVISÃO DE INVESTIMENTOS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Com o objetivo de reforçar a qualidade e o acesso atempado à informação (física e económica) dos investimentos nas redes, para as atividades de regulação e designadamente de supervisão sobre a concretização de projetos de investimento previstos nos PDIR, a ERSE propôs algumas alterações nos prazos de envio por parte dos operadores. Em particular, propôs que a informação relativa ao ano civil anterior, pudesse ser disponibilizada no 1.º semestre (31 março), uma vez que os relatórios e contas das empresas são fechados até essa data, em detrimento dos prazos em vigor (15 outubro para informação sobre execução orçamental e 30 de novembro para informação sobre projetos de investimento futuros).

Em causa estão os dados físicos e económicos, relativos à execução orçamental do ano civil anterior, e respetiva comparação com os PDIR aprovados, bem como dados sobre o grau de concretização dos vários projetos (artigos 28.º a 30.º). A ERSE clarificou ainda que a informação deverá ser enviada ao abrigo de normas complementares, publicadas ao abrigo de Diretiva da ERSE.

Aqui importa apenas realçar que se considera que aceder a dados sobre investimentos relativos ao ano civil anterior apenas em outubro é prejudicial à otimização da calendarização das atividades de supervisão da ERSE (relembre-se que no setor elétrico esta informação anual – auditada – chega a 1 de maio, com a informação sobre projetos a iniciar no futuro a 15 de junho).

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

No geral, estas propostas não mereceram o acolhimento dos participantes na CP.

A maioria refere que a informação apenas faz sentido se for auditada, e uma vez que, de acordo com o Regulamento Tarifário, as contas reguladas e auditadas apenas são enviadas a 15 de outubro, a generalidade dos participantes não compreende o motivo da antecipação para 31 de março de informação relativa à execução orçamental, recomendando que seja utilizada a informação auditada.

Em particular, o Conselho Tarifário questiona o interesse e a necessidade do envio de informação não auditada a 31 de março, quando a mesma não estará, naturalmente, refletida na Proposta de Tarifas e Preços a enviar ao Conselho Tarifário na mesma data.

Por sua vez, o Conselho Consultivo recomenda à ERSE que seja efetuada uma avaliação da informação e das eventuais novas necessidades a identificar, em termos de conteúdo e calendarização da sua divulgação, de forma a reduzir o esforço requerido e otimizar o processo de elaboração e recolha dessa informação.

O Conselho Consultivo refere que o n.º 2 do artigo 29.º (artigo 24.º da redação final) difere do que se encontra aprovado no RARII em vigor, que estabelece que “Os pareceres da ERSE, relativa à supervisão referida nos termos do número anterior, tem um carácter vinculativo, não podendo os respetivos pareceres versar sobre questões estratégicas de desenvolvimento das redes ou relacionadas com a segurança de abastecimento”. Recomenda, por isso, que seja verificada toda a proposta em conformidade.

Por outro lado, alguns operadores de distribuição consideram que o grau de concretização de projetos não se lhes aplica, uma vez que a velocidade de implementação dos PDIRD e respetivos projetos é decidida no curto prazo e não há projetos específicos a transitar entre anos.

A REN Portgás Distribuição confronta o conteúdo do artigo 28.º (artigo 23.º na redação final), sobre a supervisão dos investimentos (informação previsional sobre os projetos de investimento e informação sobre o envio da execução orçamental relativa à informação enviada no ano anterior), com o conteúdo do artigo 29.º (artigo 24.º na redação final), onde está estabelecida a obrigação do envio da calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNDG, com a devida classificação dos projetos nas categorias referidas n.º 3.

Finalmente, sobre o artigo 30.º (artigo 25.º na nova redação), a GALP Gás Natural Distribuição, chama a atenção para o n.º 4 sobre os motivos que podem estar subjacentes à não consideração de ativos entrados em exploração para efeitos de cálculo de retribuição anual, em todo ou em parte, dos operadores das infraestruturas, nos termos do Regulamento Tarifário, tal como previsto no n.º 2 do mesmo artigo. Refere a empresa que o investimento efetuado pelas empresas é previamente submetido ao Concedente via PDIRD e que, não estando em causa avaliação de execução dos investimentos, os critérios a avaliar para a sua aceitação, ou não, no cálculo da retribuição anual, deverão ser claros e objetivos, devendo ser reformuladas alíneas a) e b) e eliminada a alínea c).

DECISÃO DA ERSE

A ERSE decide retirar a proposta de antecipação dos prazos relativos ao envio de informação sobre execução orçamental e o estado de execução dos projetos, para 31 de março.

No artigo 28.º (artigo 23.º na redação final), mantém-se o prazo de 30 de novembro para os operadores apresentarem à ERSE informação sobre os projetos de investimento a realizar nas suas infraestruturas, cujas obras se iniciam no ano seguinte.

Já sobre a informação a enviar à ERSE sobre a execução orçamental, relativa ao ano civil anterior relatório, com indicação dos respetivos valores de investimento realizados, de acordo com normas complementares a aprovar pela ERSE, define-se o prazo de 15 de outubro ao invés do prazo proposto inicialmente de 31 de março, coincidente com o envio de informação auditada pelas empresas.

No artigo 29.º (artigo 24.º na redação final), relativo à supervisão da concretização dos projetos, designadamente o acompanhamento e fiscalização da calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNTIAT e RNDGN, define-se como data de envio o dia 15 de outubro em vez do prazo inicialmente proposto de 31 de março.

2.4 OBRIGAÇÕES DE TRANSPARÊNCIA E INFORMAÇÃO PARA EFEITOS DE ACESSO

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Acerca de prestação de informação pública pelos operadores de rede sobre as suas redes e infraestruturas (artigo 17.º da numeração da proposta e artigo 18.º na nova redação), para efeitos de acesso, a ERSE propôs que esta incluísse informação técnica de caracterização das suas infraestruturas sobre as capacidades disponíveis para injeção de gases de origem renovável. A capacidade da rede para receber gás depende do tipo de gás a injetar e da localização do respetivo ponto de injeção.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A Galp Gás Natural Distribuição concorda apenas parcialmente com a proposta, pois entende que a informação solicitada não será, na maioria das situações, uma indicação suficiente da possibilidade de injeção de outros gases. Defende que a definição de injeção máxima trate separadamente o hidrogénio e o biometano (apesar do biometano ser intermutável com o gás natural, a capacidade de receção de gás na

rede dependerá da configuração desta em relação ao local de injeção pretendido). Refere ainda que, para que as misturas de hidrogénio e gás natural sejam intermutáveis com o gás natural, é necessário garantir que a percentagem de hidrogénio na mistura não ultrapasse 20% (em volume).

Por sua vez, a REN Portgás Distribuição sugere a criação de um grupo de trabalho para consolidação de uma proposta concertada com a entidade reguladora e concedente, nomeadamente face às necessidades de injeção previstas nas políticas públicas de descarbonização do setor, bem como a definição de teores máximos de injeção em função do contexto.

A REN defende um volume máximo de gases renováveis até 2%, mas considera, contudo, que é necessário aprofundar o tema, e que não deve ser fixado já um montante máximo de injeção de gases de baixo de origem renovável ou de baixo teor de carbono.

DECISÃO DA ERSE

A ERSE reconhece que a capacidade de admissão de injeção de gases de origem renovável nas redes será muito variável, em função do tipo de gás em primeiro lugar. O hidrogénio apresenta limitações significativas na sua mistura com o gás natural enquanto o biometano ou o metano sintético têm outra flexibilidade. Mas também as características da rede, como os consumos locais, os níveis de pressão, a idade das canalizações e outros aspetos são condicionadores das capacidades máximas de injeção. Alguns dos efeitos mencionados têm variabilidade no tempo, não sendo adequado definir valores limite constantes e independentes do cenário de fluxos de gás na rede local.

A regra proposta permite um maior ou menor detalhe no cumprimento, não afastando a concretização de estudos adicionais por parte dos operadores ou de uma eventual discussão conjunta com a ERSE e com o Concedente sobre os volumes máximos de injeção, como será desejável. Mas, na fase atual de desenvolvimento, mantém-se o essencial da redação do artigo 18.º, embora tenha sido clarificado que a capacidade de injeção depende do tipo de gás em causa.

Reforça-se que os operadores serão os mais bem preparados para discutir e propor esses limites máximos, permitindo uma descarbonização que não crie problemas ao SNG e aos clientes.

2.5 INOVAÇÃO E PROJETOS-PILOTO

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A incorporação de gases de origem renovável nas redes de transporte e distribuição de gás natural implica adaptações ao modelo de operação e monitorização dessas redes, além de exigir uma avaliação rigorosa das condições técnicas de cada rede local para receber injeção de outros gases. Trata-se de uma matéria inovadora no país.

A regulação não deve ser uma barreira à inovação, pelo que se procura com a figura de projeto-piloto a flexibilidade necessária para que se possam testar e demonstrar novas abordagens. A ERSE propôs adotar no RARII um modelo de projetos-piloto semelhante aquele já previsto em outros regulamentos, como o Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica ou o Regulamento da Mobilidade Elétrica. Nesse sentido, foi acrescentado um novo artigo no capítulo final do RARII.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

O Conselho Consultivo, o Conselho Tarifário, a EDP Energias de Portugal, o GGND e a Portgás acolhem positivamente a criação da figura de projeto piloto. O Conselho Consultivo solicita que seja clarificado qual o âmbito da aprovação de projetos-piloto, pela ERSE. A EDP Energias de Portugal solicita esclarecimento quanto à necessidade de submeter a projeto piloto qualquer projeto de injeção de gás renovável ou baixo teor em carbono na rede de gás. A REN Portgás sugere que seja clarificada a aceitação dos respetivos custos de investimento para efeitos tarifários.

DECISÃO DA ERSE

A ERSE mantém a proposta sujeita a consulta pública.

Esclarece-se que a injeção de gases renováveis ou de baixo teor em carbono não está dependente da sua inclusão em projetos-piloto. Os projetos-piloto destinam-se ao teste de soluções inovadoras, permitindo que algumas das disposições do regulamento, que dificultam a inovação, não se apliquem. Sem prejuízo da coordenação com outras entidades, não é possível a derrogação pela ERSE de normas legais.

No que respeita à aceitação de custos, importa esclarecer que os projetos-piloto não comportam disposições específicas sobre aceitação de custos, uma vez que o seu objetivo é diverso. Tal não prejudica

que os projetos possam ser também considerados projetos incluídos em planos de promoção da injeção de outros gases na infraestrutura, planos para os quais está prevista uma disciplina própria referente aos custos.

2.6 OUTROS TEMAS

2.6.1 QUOTAS DE MISTURA DE OUTROS GASES

A EDP Energias de Portugal realça que as quotas para a incorporação de gases renováveis ou de baixo teor de carbono devem ser claramente estabelecidas, devendo haver um esforço conjunto entre o legislador e o regulador, no sentido de densificar esta matéria nas peças legais e regulamentares relevantes.

Relativamente às quotas das misturas dos gases, a ERSE entende que, futuramente, após a publicação das características dos gases e dos limites para garantir os parâmetros de qualidade, haverá oportunidade para discussão e clarificação deste tema.

2.6.2 MERCADO SECUNDÁRIO

A EDP Energias de Portugal entende positiva a inclusão tanto da proposta para que os produtos uniformizados de capacidade harmonizada transacionados no mercado secundário possam ser decompostos em produtos uniformizados de menor duração, devendo manter a sua natureza (capacidade harmonizada), como também, a possibilidade do GTG poder implementar uma plataforma de transação secundária dos direitos de capacidade, para promover a utilização eficiente das infraestruturas.

Contudo, as disposições deste artigo referem que os agentes de mercado devem notificar o GTG da transferência ou revenda de direitos de utilização da capacidade, através da plataforma para notificações das transações no mercado secundário de direitos de utilização da capacidade.

A GALP defende que o Procedimento do MPGTG¹ relativo ao mercado secundário deveria possibilitar que a liquidação dos DUC passasse a ser transmissível do agente de mercado que adquiriu a capacidade no mercado primário para o agente de mercado que a adquire no mercado secundário. A GALP entende que

¹ Apesar de ser uma disposição que consta do MPGTG optou-se por incluir o comentário na secção dedicada ao RARII, por se tratar de uma matéria relacionada com a atribuição de capacidade nas infraestruturas.

tal representaria uma simplificação significativa para os processos de transação e contribuiria para uma maior liquidez.

Relativamente à utilização da via eletrónica face à notificação através da plataforma, se possível, a ERSE toma boa nota para, se possível, conciliar e clarificar os termos utilizados nos dois documentos.

No que respeita à transmissão da liquidação dos DUC, este não foi um tema discutido na proposta submetida a consulta pública, razão pela qual a ERSE entende que não deve promover quaisquer alterações ao referido Procedimento.

Apesar disto, a ERSE entende que a regra atualmente em vigor assegura, do ponto de vista do sistema, mais simplicidade nos processos, pois mantém sempre na entidade que adquiriu originalmente os DUC, a obrigação de pagamento da capacidade adquirida. Compreende-se que, para uma entidade que adquire capacidade no mercado primário e a aliena no mercado secundário, possam existir vantagens na proposta formulada pela GALP, pois com a transmissão da liquidação dos DUC essa entidade cessa as suas obrigações para com o sistema e mitiga o risco de pagamento da contraparte. No entanto, a implementação dessa proposta obrigaria, necessariamente, à implementação de um mecanismo mais sofisticado de transmissão das obrigações contratuais em mercado secundário.

2.6.3 ENTRADA EM VIGOR

Parte das alterações promovidas no RARII afetam marginalmente a forma de atribuição dos produtos de capacidade e da definição do respetivo preço de reserva. Para assegurar a estabilidade regulatória e permitir a operadores e agentes de mercado uma adaptação de processos, dispõe-se no articulado do RARII que as matérias que afetem os produtos de capacidade na RNTIAT ou a sua atribuição apenas produzem efeitos a partir do próximo ano de atribuição de capacidade.

3 COMENTÁRIOS GERAIS SOBRE O ROI E SOBRE O MPGTG

Este capítulo discute a tendência geral dos comentários sobre as propostas do ROI e do MPGTG e justifica a decisão da ERSE. A sua estrutura tem por referência os temas colocados a consulta pública que justificam a apresentação de comentários por parte da ERSE. Assim, os temas que não suscitaram contraditório, nem alterações à proposta apresentada não integram este documento.

3.1 DIRETIVA DE DEVOLUÇÃO DAS EXISTÊNCIAS E AQUISIÇÃO DE GÁS DE OPERAÇÃO

3.1.1 PROGRAMA DE DEVOLUÇÃO DE EXISTÊNCIAS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A ERSE propôs um programa de devolução de existências e de compra de gás por parte do GTG que assegurava o sincronismo entre devoluções e aquisições em cada, de forma a não interferir com o equilíbrio da RNTG.

Foi também proposta a possibilidade alteração ao programa de devoluções quando a não concretização das aquisições previstas coloque em causa a segurança do SNG. A alteração, a propor pelo GTG, seria aprovada pela ERSE e comunicada aos agentes de mercado com uma antecedência mínima de 1 mês para permitir uma reação atempada dos agentes de mercado.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A AGN, o Conselho Consultivo, a EDP Energias de Portugal e a Galp sugerem que o programa de devolução dê preferência aos dias úteis face aos fins-de-semana, de modo a reduzir potenciais congestionamentos na operação do Terminal de GNL. Adicionalmente, a GALP referiu não ser seguro que os vendedores em MIBGAS das quantidades a adquirir em fins de semana e feriados, sejam os utilizadores do Terminal de GNL de Sines, mas que, mesmo que assim seja, a deslocação de quantidades para os fins de semana, ajudaria sempre à emissão do Terminal.

O Conselho Tarifário recomenda que sejam privilegiados os dias úteis face aos fins-de-semana, quer no programa de devolução, quer no programa de aquisição, também com o objetivo de prevenir potenciais congestionamentos do Terminal.

A REN considerou os pressupostos apresentados como requisitos fundamentais para uma segura operação do sistema, garantindo uma adequada estabilidade no balanço da rede, a não discriminação entre agentes e uma atempada adequação, se necessário, do Plano de compras e devolução do gás. No entanto, a REN sugeriu que as eventuais alterações de programa de devolução, que possam colocar em risco o funcionamento do SNG, sejam comunicadas com 1 semana de antecedência em vez de 1 mês.

O Conselho Tarifário considera positivo que, durante o período em que decorre a execução do plano, o GTG mantenha informados os agentes de mercado sobre a sua execução, em particular através da publicação dos programas de compra e entrega previstos. Também relativamente à comunicação aos agentes, a EDP Energias de Portugal considera que se deveria explicitar que a concretização das operações de devolução de existências aos agentes de mercado deve ser bem articulada entre o GTG e esses mesmos agentes, tanto no que se refere às operações programadas, como também às situações anómalas que possam ocorrer.

DECISÃO DA ERSE

Um dos princípios subjacentes à proposta dos programas de devolução e de aquisição foi o de minimizar os impactos no equilíbrio da rede, garantido, em cada dia um saldo nulo entre devoluções e aquisições. Apesar de a proposta de dar preferência às devoluções em dias úteis face ao fim-de-semana ser neutra para o equilíbrio da RNTG num horizonte semanal, o mesmo não acontece no horizonte diário. Faz-se notar que a sugestão do Conselho Tarifário, de reduzir, simultaneamente, devoluções e aquisições nos fins-de-semana em favor dos dias úteis, não impacta no equilíbrio diário da RNTG, mas também não alivia os congestionamentos no Terminal, dado que o saldo entre devoluções e aquisições em dia útil mantém-se nulo.

A ponderação entre os benefícios obtidos no alívio dos congestionamentos no Terminal e os custos associados ao equilíbrio da RNTGN parece pesar a favor de alguma recomposição do programa no sentido de aumentar as devoluções em dias úteis. De facto, nas atuais circunstâncias, em que a capacidade do Terminal se encontra totalmente contratada, a medida sugerida traduz-se, na prática, numa transferência líquida de procura dos dias úteis para os fins-de-semana, o que tem efeito visível e imediato no alívio dos congestionamentos do Terminal em dias úteis.

Pelo contrário, para volumes que não sejam significativos, o impacto no equilíbrio da RNTG pode ou não ter custos associados, dependendo das circunstâncias. Efetivamente, quando a rede esteja próxima do equilíbrio esses volumes podem ser facilmente acomodados sem custos, enquanto, noutras circunstâncias, podem induzir a atuação do GTG para repor o equilíbrio da rede, nomeadamente através da realização de ações de compensação, com custos associados. Por outro lado, a previsibilidade dos desequilíbrios resultantes da reprogramação também ajuda o GTG a otimizar a sua atuação.

Face ao exposto, e tendo em conta o apoio alargado à proposta de alteração, a ERSE decidiu alterar o programa de devolução, reprogramando as quantidades a devolver nos fins-de-semana para metade do inicialmente previsto, aumentando em quantidades idênticas as devoluções em dias úteis.

A opção tomada é de que a redução das devoluções em cada fim-de-semana, seja compensada durante os dias úteis da semana seguinte, de segunda a sexta-feira. Desta forma, o saldo entre devoluções e aquisições será nulo, no final de cada sexta-feira, mas positivo ao longo dos restantes dias da semana (no final de domingo atinge-se o saldo máximo de aproximadamente 2 GWh). Esta circunstância pode até ajudar a colmatar situações pontuais de não concretização pontual dos volumes de aquisição programados. O último fim-de-semana de outubro manterá as quantidades inicialmente previstas pois já não dispõe de dias úteis subsequentes para fazer a reprogramação.

Relativamente à sugestão da REN de se poder alterar a programação das devoluções com uma antecedência de uma semana, em vez de um mês, a ERSE compreende o objetivo da proposta. De facto, verificando-se uma acumulação de compras programadas não concretizadas num contexto de dificuldades de operação do SNG, o prazo de um mês para a alteração do programa de devoluções pode revelar-se ineficaz no alívio das condições de operação do SNG.

Apesar disto, a ERSE entende que a programação das devoluções deve dar alguma segurança e previsibilidade para a otimização da atuação dos agentes de mercado, razão pela qual qualquer alteração deve ser encarada como uma medida de último recurso, apenas admissível depois de esgotados todos os outros mecanismos disponíveis para o equilíbrio da rede.

Face ao exposto, a ERSE alterou o articulado no sentido de prever a possibilidade de alterar o programa de devoluções com a antecedência de uma semana, tal como proposto pela REN, reforçando, no entanto, no texto do articulado, o carácter de excecionalidade dessa medida.

Para além dos ajustes relativos às alterações de quantidades de fim-de-semana para dias úteis verificou-se a necessidade de ajustar os volumes a adquirir no produto mês seguinte. Efetivamente, os volumes

inicialmente previstos, quando divididos pelo número de dias do mês, não geravam um valor inteiro, o que poderia colocar dificuldades na transferência de valores para os produtos diários, em caso de necessidade. Assim, optou-se por definir para o Produto Mês Seguinte valores de aquisição próximos dos submetidos a consulta, mas dos quais resulte, em volume diário, um valor múltiplo de dez. Para os Produtos Intradiários optou-se por definir valores fixos² muito próximos dos submetidos a consulta. Os volumes a adquirir no produto Diário foram definidos de forma a fazer o fecho de quantidades, com os volumes a adquirir³ a variarem apenas em 1 MWh entre o início e o final dos períodos de aquisição.

Sobre a articulação entre o GTG e os agentes de mercado a ERSE inscreveu no articulado da Diretiva a obrigatoriedade de o GTG enviar aos agentes da informação de programação das devoluções individuais a cada agente, bem como da que resulte de alterações subsequentes.

3.1.2 PROGRAMA DE AQUISIÇÃO DE GÁS PELO GTG

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

No processo de aquisições de gás pelo GTG, a ERSE propôs um programa de compras baseado numa chave de repartição de 50% das quantidades em produto Diário, 25% no produto Intradiário e 25% no produto mês seguinte. De acordo com a proposta, as aquisições decorreriam nos leilões de abertura de cada um dos produtos, sendo que, no caso do Produto Mês Seguinte, eram previstas 2 aquisições por mês.

O procedimento de aquisição previa ainda que as quantidades de aquisição programadas e não adjudicadas seriam transferidas para os produtos de maturidade seguinte com entrega no mesmo dia e, no caso do produto intradiário, seriam transferidas para o produto intradiário do dia seguinte.

No programa apresentado, indicou-se que, para os dias de entrega nos quais a negociação do Produto Diário para o dia seguinte coincidissem com um dia não útil, deveria ser utilizada a última sessão de negociação em dia útil onde seja negociada um produto Diário com entrega no dia em questão (D+2, D+3, ...). Isto significa que, tipicamente, as aquisições através dos produtos Diário, relativa a entregas para os

² 490 MWh e 485 MWh para as aquisições de gás de operação e de extensão de gás de operação, respetivamente.

³ Para a aquisição de gás de operação os volumes são de 982 MWh para as aquisições a realizar até dia 7 de junho e 983 MWh daí em diante. Para a aquisição da extensão de gás de operação os volumes são de 970 MWh para as aquisições a realizar até ao dia 15 de outubro e 971 MWh daí em diante.

domingos e para as segundas-feiras, devem decorrer na sessão de negociação da sexta-feira anterior através dos produtos D+2 e D+3, respetivamente.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Relativamente ao processo de aquisições de gás pelo GTG a Galp manifestou concordância com a chave de repartição proposta enquanto o MIBGAS, S.A. fez algumas sugestões de melhoria.

O MIBGAS, S.A. sugere que as aquisições relativas às entregas nos Domingos e nas segundas-feiras possam ser realizadas através do produto Fim-de-Semana e do produto D+3, respetivamente.

Adicionalmente, o MIBGAS, S.A. sugere que as ofertas de compra por parte do GTG nos leilões de abertura contemplem escalões de preço de forma a evitar uma procura inelástica que poderia gerar captura de margens nesse leilão.

Finalmente, o MIBGAS, S.A. sugere que o GTG possa realizar compras no mercado contínuo, no caso de não ter adquirido toda a quantidade prevista no leilão de abertura, se encontrar ofertas mais favoráveis que o preço do leilão.

DECISÃO DA ERSE

Sobre os produtos utilizados, a ERSE opta por manter a proposta submetida a consulta. Apesar de a utilização do produto Fim-de-Semana para as aquisições previstas para os Sábados e Domingos poder ser uma opção interessante, a ERSE entende que, para efeitos da formação de um referencial de preço, é preferível que essas compras se realizem em produtos diários separados. Por outro lado, a proposta já contemplava a utilização de produtos Diários D+2 e D+3, para os domingos e as segundas-feiras⁴, evitando que a negociação dos produtos Diários para esses dias decorresse num dia não útil. Promover-se-á uma alteração no articulado⁵ para que fique claro que deve ser essa a regra a aplicar.

Relativamente ao escalonamento de preços nas ofertas do GTG, a ERSE regista a preocupação manifestada, mas opta por não alterar a proposta. Por um lado, a dimensão dos volumes de aquisição programados para cada produto não parece justificar um escalonamento de preços, que obrigaria a determinar uma regra

⁴ Inclusive D+4 ou superior, caso se verifiquem fins-de-semana prolongados

⁵ A regra constava de uma Nota à tabela de quantidades aprovada.

para o escalonamento e, por outro, a inserção parte das quantidades a adquirir a níveis de preço inferiores ao preço de reserva aumentaria o risco de não aquisição das quantidades previstas, o que não é desejável que aconteça. Finalmente cabe referir, que eventuais comportamentos abusivos na formação do preço devem estar sujeitos aos mecanismos de monitorização de mercado.

A proposta de prever a participação do GTG no mercado contínuo para adquirir as quantidades previstas e não adjudicadas no leilão de abertura vem no sentido de alargar o leque de oportunidades de aquisição das quantidades previstas, minimizando o risco de que estas sejam transferidas para aquisição em momento posterior.

No entanto, parece mais adequado ao perfil de atuação do GTG, a inserção de uma oferta de compra ao preço de reserva, que poderá ou não ser satisfeita, do que obrigar o GTG a uma monitorização contínua dos preços do mercado. Entende-se também que deve ser dada alguma liberdade ao GTG para a escolha do período durante o qual mantém uma oferta válida no mercado contínuo, nomeadamente para poder gerir a eventual realização de ações de compensação. Nesse sentido, alterou-se o articulado de forma a prever a participação do GTG no mercado contínuo com uma oferta válida durante um período mínimo de 4 horas (ou menor no caso de serem, entretanto, adquiridas as quantidades inseridas).

Finalmente, cabe referir apesar de previstos as regras de negociação do MIBGAS, o arranque da negociação no passado dia 16 de março não incluiu os produtos Resto de Mês e Mês pelo facto de, nessa data, ainda não existir aprovação formal pelo regulador financeiro do serviço de registo, compensação e liquidação desses produtos na câmara de compensação.

A ERSE entende que esta circunstância não deve alterar o programa de aquisições submetido a consulta, pelo que, caso se verifique a impossibilidade de realizar os leilões relativos ao produto mês seguinte nas datas previstas, devem essas quantidades ser transferidas para o produto diário com entrega no mesmo mês, de acordo com as regras previstas.

De forma a garantir que existe alguma antecedência entre o anúncio do arranque da negociação dos produtos Resto de Mês e Mês Seguinte e a realização das aquisições do GTG através do produto Mês Seguinte, inseriu-se uma disposição que estabelece que a realização de cada um desses leilões fica dependente do anúncio, com pelo menos uma semana de antecedência face à data do leilão, do arranque da negociação do produto Mês Seguinte, em data anterior ao leilão, na plataforma do MIBGAS.

3.2 INCLUSÃO DA PRODUÇÃO E INJEÇÃO NA REDE DE GASES RENOVÁVEIS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Com o Decreto-Lei n.º 62/2020, a injeção de gases de origem renovável na rede de transporte ou nas redes de distribuição ficou habilitada, sendo reconhecido o direito de acesso à rede aos produtores. Nesse sentido, a ERSE propôs no ROI e no MPGTG a figura do produtor de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono.

Havendo injeções de gás a partir de produtores, os pontos de entrada da rede 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.

As injeções de gás a partir de produtores afetam ainda o mecanismo de repartição de consumos nos pontos de saída da rede de transporte, sendo necessário alterar a fórmula das repartições 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), a ERSE propôs 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.

Relativamente às obrigações de balanço, 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. Esta opção implica que apenas existe uma nomeação explícita de cada ponto de produção no caso dos produtores ligados na rede de transporte. A ERSE propôs 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.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A AGN faz notar que quer o ROI quer o MPGTG estabelecem as regras de funcionamento do SGN, mas, no que respeita à injeção de outros gases, focam-se apenas nos impactes destes na rede de transporte. A AGN entende que o MPGTG deveria clarificar alguns dos procedimentos por forma a estendê-los às redes alimentadas a partir de UAG.

Ainda sobre este tema, a AGN considera que o MPGTG institui uma diferença indesejável nos procedimentos aplicáveis aos produtores, ou aos comercializadores que integrem produtores na sua carteira de compensação, consoante as redes em que esse gás é injetado.

A REN sugere a aplicação de um regime transitório para incorporação de gases renováveis ou de baixo teor de carbono até 2% em volume no ponto de consumo, para se desenvolverem os primeiros projetos-piloto.

A GGND considera que o desenvolvimento de *software* sobre a monitorização da qualidade do gás deve estar sob a responsabilidade única do gestor da rede a que se aplica, sob pena de se dispersarem responsabilidades. O papel do GTG deverá ser o de estabelecer normas e modelos de informação, aplicáveis a todos os operadores de rede, que permitam a realização de todas as atividades previstas no ROI e no MPGTG e que balizem os desenvolvimentos que cada operador de rede terá de realizar.

DECISÃO DA ERSE

A proposta de MPGTG é compatível com a injeção de gases de origem renovável quer na rede de transporte quer nas redes de distribuição. No cálculo dos desequilíbrios individuais, a injeção de gás nas redes de transporte e de distribuição é considerada como fornecimento ao agente de mercado [Procedimento n.º 12, ponto 3]. Ou seja, um agente de mercado que inclua produção na sua carteira verá essa injeção de gás descontada dos consumos. Do mesmo modo, um agente de mercado que adquira a produção de gases de origem renovável (mesmo que seja na rede de distribuição) pode vender esse gás no mercado organizado no VTP, dado que essa venda (ou consumo) é conciliada com o fornecimento, cancelando a posição de compensação do agente.

Em relação às redes de distribuição não interligadas, e como referido no ponto 3.7, foi explicitado no MPGTG que os ORD procedem às repartições de gás também nessas redes, como prevê o ponto 2.1.3 do Procedimento n.º 2 do Manual de Procedimentos da Gestão Logística das UAG. Atualmente já são feitas repartições nessas redes pelos ORD, as quais impactam na gestão dos níveis de armazenamento de GNL

em cada UAG e nas obrigações de fornecimento GNL de cada agente de mercado (no contexto da gestão logística das UAG). Não obstante, esta compensação de existências nas UAG está separada da compensação de existências na rede de transporte. A ERSE reconhece a pertinência de incluir as redes não interligadas no processo de repartição de forma expressa, pelo que se aditou um número no Procedimento n.º 9 para fazer essa referência. Estas repartições permitem, por exemplo, a consideração de aquisições de gases renováveis nessas redes pelos agentes de mercado. Dessa forma, as injeções são consideradas como fornecimentos ao agente de mercado, complementares ao abastecimento a partir da UAG.

Pela separação entre os modelos de compensação da rede de transporte e das redes abastecidas por UAG – incluindo as entidades envolvidas, atribuição de responsabilidades ou até os detalhes técnicos da operação da rede – não é prevista a participação no mercado organizado de gás, diretamente, da produção de gases de origem renovável injetada nas redes de distribuição não interligadas. Essas No entanto, o MPGTG passou a incluir uma disposição transitória que requer aos ORD a apresentação de uma proposta de modelo de compensação nas redes não interligadas, considerando, nomeadamente, a injeção de gases renováveis nessas redes.

Relativamente ao comentário que especifica a necessidade de aplicação de um regime transitório para incorporação na rede de gases renováveis ou de baixo teor de carbono, a ERSE esclarece que as condições gerais relativas à injeção de gás de origem renovável na rede estão definidas no RARII no contexto do contrato de uso das infraestruturas. Contudo, durante a operação da rede, cabe ao operador monitorizar os fluxos de gás e, se necessário, emitir instruções restritivas da produção de injeção de gás na rede (Procedimento n.º 3 do MPGTG).

Finalmente, a ERSE salienta que o Procedimento n.º 2 do MPGTG prevê um mecanismo de rastreamento que contempla uma coordenação com os operadores de rede de distribuição com o GTG.

3.3 EXTENSÃO DO GÁS DE OPERAÇÃO

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O princípio da responsabilidade de cada agente de mercado (utilizador da rede) pelo equilíbrio ou compensação da respetiva carteira é a base do modelo europeu de compensação. Ao GTG, cabe corrigir os desequilíbrios residuais na rede de transporte, recorrendo, em primeira linha, a ações de compensação no mercado organizado (compra ou venda de produtos de gás standard, de curto prazo).

O código de rede de compensação prevê a utilização de serviços de compensação, complementares às ações de compensação e apenas utilizados quando estas ações não proporcionam as condições técnicas e económicas necessárias à compensação da rede. A ERSE propôs que uma quantidade de gás (extensão do gás de operação) adquirida pelo GTG e armazenada nas infraestruturas de alta pressão (terminal de GNL e armazenamento subterrâneo) servisse de meio complementar para a compensação da rede de transporte, em plano secundário ao das ações de compensação. Este serviço, fora de mercado, deve ser definido como serviço de compensação à luz do código de rede de compensação e ser aprovado pela ERSE sob proposta do GTG.

A ERSE propôs que as mobilizações da extensão do gás de operação para efeitos de compensação da rede fossem valorizadas ao preço do mercado organizado e repercutidas como custo ou receita nos encargos de compensação. Estes encargos são depois refletidos nos agentes de mercado nesse âmbito.

No entanto, o conceito da extensão do gás de operação não é prioritariamente definido para apoio à compensação, mas antes para apoio à maximização do nível operacional das infraestruturas de alta pressão. Com efeito, a manutenção destas existências de gás pelo GTG permite uma gestão operacional destas infraestruturas mais flexível e, para os agentes de mercado, menos perturbada pelas vicissitudes da operação diária. Neste papel principal, o custo destas existências de gás deve ser alocado à gestão integral do sistema, sem o imputar especificamente aos utilizadores de uma ou outra infraestrutura. Na ausência de um mecanismo deste tipo, a operação de cada infraestrutura apresentaria maiores restrições aos agentes no campo da oferta de capacidade comercial firme e deveria repercutir qualquer perturbação da operação técnica na sua disponibilidade comercial.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

O CT e a Dourogás SGPS solicitam a clarificação da imputação de custos relacionados com a extensão do gás de operação, nomeadamente em relação com os serviços prestados neste contexto.

A EDP Energias de Portugal faz notar que o sistema de gás português tem particularidades que podem facilitar a compensação do próprio sistema e que essas particularidades devem ser usadas no sentido de evitar custos desnecessários aos agentes de mercado. O comentário refere em concreto a reunião na esfera de propriedade do mesmo grupo independente, da rede de transporte e das infraestruturas de alta pressão, e o facto de Portugal ser um país periférico que, por isso, não está sujeito a trânsitos internacionais significativos. Refere ainda o comentário, que os passos propostos no sentido de uma maior

responsabilização dos agentes de mercado pelo equilíbrio do sistema de gás, deverão ser moderados em função da plena utilização pelo GTG dos meios integrados do SNG.

DECISÃO DA ERSE

A ERSE revê-se na avaliação feita nos contributos sobre este tema, na medida em que os custos suportados pelo sistema de gás devem ser repercutidos sobre os utilizadores refletindo a sua responsabilidade nesses custos, e ainda na existência de características particulares do SNG que não devem ser ignoradas nas regras de compensação. O mecanismo da “extensão do gás de operação” corresponde precisamente à conformação dessas características particulares com as regras gerais da compensação que estão definidas no respetivo regulamento europeu.

A extensão do gás de operação pode servir a compensação da rede, devendo ser aprovado como serviço de compensação nos termos do código de rede. Os custos ou receitas decorrentes deste serviço deverão ser claramente identificados, tendo por referência os preços do mercado organizado, e imputados como encargos de compensação.

A ERSE reafirma o seu compromisso relativamente à identificação dos custos associados ao mecanismo de extensão do gás de operação e a sua imputação aos dois tipos de serviço prestado. Esta matéria está também abordada no ponto 4.6.1 deste documento.

3.4 MECANISMO DE FLEXIBILIDADE DO *LINEPACK*

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A ERSE propôs a revisão do mecanismo de atribuição de flexibilidade do *linepack*, de forma a cumprir as disposições do CR Compensação, no sentido de a flexibilidade passar a ser paga e atribuída através de um processo concorrencial aberto a todos os agentes de mercado, abandonando-se assim a lógica de atribuição gratuita e proporcional à dimensão das carteiras.

A proposta submetida a consulta considerou ainda a i) possibilidade de serem estabelecidos limites às quantidades a adquirir por cada agente, ii) a definição de um preço base, proposto pelo GTG e a aprovar pela ERSE, que serve de preço base de licitação, iii) a realização de pelo menos uma atribuição em horizonte anual, podendo o GTG propor atribuições adicionais tendo em conta a eficiência económica dessas

atribuições e iv) a fixação das datas dos leilões de atribuição de flexibilidade pelo GTG, antes da atribuição de capacidade nas infraestruturas da RNTIAT.

Sobre a mecânica de funcionamento da flexibilidade atribuída, para efeitos do cálculo dos desequilíbrios de cada agente de mercado, propôs-se que se mantivesse a que vigora atualmente de acordo com a qual a banda de flexibilidade atribuída ao agente de mercado absorve, até ao limite dessa banda, as diferenças entre as suas entradas e saídas da rede. Foi ainda pedida a opinião dos agentes de mercado sobre a implementação de um mecanismo de flexibilidade alternativo ao atual, baseado numa lógica de “*cash-out*” das utilizações da flexibilidade.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

O MIBGAS S.A. por um lado e a EDP Energias de Portugal e a GALP, por outro, expressam opiniões antagónicas quanto à disponibilização de um serviço de flexibilidade do *linepack*.

O MIBGAS S.A. recomenda que o serviço de flexibilidade apenas seja oferecido quando já exista liquidez nos produtos de curto prazo, e de forma coordenada com o regulador de Espanha. Na sua opinião, a disponibilização deste serviço prejudica a liquidez no mercado organizado, por desincentivar a participação dos agentes de mercado envolvidos, sendo dado como exemplo os primeiros meses de funcionamento do mercado em Espanha, com pouca liquidez e em que os agentes de mercado dispunham de uma flexibilidade de compensação diária.

O MIBGAS, S.A. alerta ainda para eventuais arbitragens entre os sistemas português e espanhol, que aproveitariam o facto de existir um serviço de flexibilidade em Portugal e não em Espanha, o que distorceria o funcionamento dos dois mercados e complexificaria a gestão do equilíbrio de rede em Portugal pelo GTG.

Em sentido contrário, a EDP Energias de Portugal e a GALP sustentam que, não só deve continuar a ser disponibilizado o serviço de flexibilidade do *linepack*, como parte significativa dessa flexibilidade deve continuar a ser atribuída em proporção dos consumos dos agentes, com um preço de reserva reduzido e regulado, devendo apenas a capacidade remanescente ser contratada em leilão.

A EDP Energias de Portugal justifica esta posição com o risco de baixa liquidez no futuro pólo português do MIBGAS, que se pode traduzir em preços pouco representativos, enquanto a GALP considera que se deve assegurar alguma continuidade no processo de flexibilidade do *linepack*, de forma a não prejudicar os

agentes de mercado, em especial os de menor dimensão, que têm gerido a sua operação diária recorrendo a este mecanismo.

A GALP entende que a disponibilização do serviço de flexibilidade do *linepack* não implica grandes custos de gestão operacional por parte do GTG, razão pela qual não se justifica a aplicação de uma tarifa elevada, referindo que se deve evitar a criação de mecanismos complexos de acesso ao serviço que o encareçam.

A EDP Energias de Portugal comenta favoravelmente a possibilidade de se estabelecer uma percentagem máxima, sobre a capacidade total de subscrição por cada agente de mercado, acima da qual o agente de mercado só poderá subscrever capacidade depois de satisfeitos os pedidos de subscrição dos restantes agentes de mercado. Entende esta empresa que essa disposição parece salvaguardar os interesses das partes envolvidas e a possível falta de liquidez no MIBGAS.

A EDP Energias de Portugal considera que o processo de atribuição de flexibilidade deve decorrer depois dos restantes processos de atribuição, os quais também deveriam estar sujeitos a critérios de eficiência económica para a realização de atribuições adicionais.

Sobre a possibilidade de implementação de um modelo alternativo de flexibilidade, baseado num “*cash-out*” das posições, a AXPO, a EDP Energias de Portugal e a GALP mostram-se desfavoráveis. A EDP Energias de Portugal refere que o modelo atual já permite que os agentes de mercado efetuem convenientemente a gestão de flexibilidade do *linepack* enquanto a GALP faz notar que o modelo atual está estabilizado, por comparação a um novo modelo que necessitaria ser clarificado e desenvolvido.

A REN faz notar que deve ser explicitado o fim a aplicar ao prémio resultante do processo de atribuição de flexibilidade do *linepack*.

DECISÃO DA ERSE

A manutenção da disponibilização de um serviço de flexibilidade do *linepack*, como ferramenta à disposição dos agentes de mercado para gerirem as suas operações diárias, tem sido um pedido expresso pelos agentes de mercado, quer nesta consulta pública, quer na auscultação prévia sobre a revisão do modelo de compensação.

Neste contexto, a ERSE entendeu manter na regulamentação a possibilidade de prestação deste serviço em termos que sejam compatíveis com o CR Compensação, o que significa que o serviço disponibilizado deve restringir-se ao que esteja disponível na rede de transporte e que não seja considerado necessário

para o desempenho da sua função de transporte, de acordo com a avaliação do operador da rede de transporte, devendo cumprir-se cumulativamente os critérios previstos no artigo 44.º do CR Compensação:

«a) O operador da rede de transporte não tem de celebrar quaisquer contratos com o fornecedor de outra infraestrutura, tal como o operador da rede de armazenamento ou o operador da rede de GNL, para efeitos de prestação de um serviço de flexibilidade do *linepack*;

b) As receitas obtidas pelo operador da rede de transporte com a prestação de um serviço de flexibilidade do *linepack* são, pelo menos, iguais aos custos incorridos ou a incorrer na prestação desse serviço;

c) A oferta do serviço de flexibilidade do *linepack* respeita os princípios da transparência e da não discriminação, sendo possível recorrer, para o efeito, a mecanismos competitivos;

d) O operador da rede de transporte não cobra, direta ou indiretamente, a um utilizador da rede os custos eventualmente incorridos com a prestação de um serviço de flexibilidade do *linepack*, caso este utilizador da rede não tenha contratado tal serviço; e

e) A prestação de um serviço de flexibilidade do *linepack* não prejudica o comércio transfronteiriço.».

A ERSE considera legítimas as reservas manifestadas pelo MIBGAS S.A. quanto à implementação deste serviço, pelo que entende que deve ser dada especial atenção à definição da quantidade e preço da flexibilidade a disponibilizar de forma a não prejudicar indevidamente a liquidez no mercado, a não distorcer o comércio transfronteiriço entre Portugal e Espanha e, fundamentalmente, a não colocar dificuldades desnecessárias à gestão da rede de transporte por parte do GTG.

A ERSE entende que o objetivo principal deste tipo de mecanismo deve ser o de facilitar a gestão diária relativa a pequenas variações das necessidades de quantidades de gás na carteira dos agentes e não para absorver níveis elevados de desequilíbrios, que poderiam fomentar comportamentos de arbitragem, referidos no comentário do MIBGAS, S.A., com prejuízo para o equilíbrio da rede. Por outro lado, não é desejável que a flexibilidade seja utilizada pelos agentes com posicionamentos sistemáticos num ou noutro sentido da flexibilidade, o que tornaria o serviço em apenas mais uma ferramenta de armazenamento ou como uma forma de antecipar aprovisionamentos de gás.

Neste contexto, é desejável que a quantidade de flexibilidade a disponibilizar seja limitada, devendo o preço base de prestação do serviço ser suficientemente elevado para que os agentes de mercado o utilizem

de forma a que não prejudique o funcionamento da rede, isto é, como uma espécie de seguro contra a penalização implícita no preço dos desequilíbrios, para quantidades muito pequenas⁶.

A ERSE entende que as propostas da EDP Energias de Portugal e da GALP, de manter uma parte da atribuição da flexibilidade, ao preço base regulado e reduzido, com base na proporção dos consumos, não seriam compatíveis com o CR Compensação, nomeadamente com a alínea c) do artigo 44.º do CR Compensação. Por outro lado, a ERSE tem dúvidas que essas propostas fossem especialmente benéficas para os agentes de menor dimensão pois a maior fatia da flexibilidade, a preços mais baixos, seria atribuída aos agentes de maior dimensão.

Sabendo-se que, em termos relativos, a volatilidade dos consumos tende a ser, em termos relativos, menor quanto maior a carteira de consumos, os agentes de mercado de maior dimensão acabariam por ser beneficiados pela regra proposta, recebendo uma flexibilidade desproporcionalmente elevada, sendo incentivados a adotar os comportamentos indesejados já descritos. Também o argumento da estabilidade de procedimentos para os agentes de menor dimensão não parece especialmente relevante, tendo em conta que a atual atribuição de flexibilidade se faz com base na dimensão das carteiras de clientes com medição diária, onde estes agentes não registam quotas de mercado especialmente elevadas.

Finalmente, a sugestão de que fosse definido um preço regulado reduzido conduziria, provavelmente, a uma maior procura na subscrição do serviço por parte dos agentes de grande dimensão, não com o intuito de imunização contra preços de desequilíbrio elevados, mas apenas com o objetivo de garantir flexibilidade adquirida a preços reduzidos. Faz-se recordar que os agentes de maior dimensão são precisamente aqueles que, dispendo de maiores quantidades de gás nas infraestruturas, mais facilmente conseguem gerir os seus desequilíbrios sem necessidade de recorrer à flexibilidade do *linepack*.

A ERSE entende então por manter inscrita no MPGTG a possibilidade de disponibilização de um serviço de flexibilidade do *linepack*, devendo a sua efetiva implementação ter em atenção os aspetos agora enunciados.

⁶ O atual nível de flexibilidade do *linepack* disponibilizado, 30 GWh é manifestamente exagerado no contexto das novas regras de compensação: retiraria liquidez do mercado organizado, colocaria dificuldades à gestão da RNTG e promoveria oportunidades de arbitragem de dimensão inaceitável entre Portugal e Espanha, não apenas no mercado de gás natural, mas também no mercado elétrico pois permitiria a acumulação de gás suficiente para o funcionamento de 1GW de potência de CCGT durante um período de aproximadamente 15 horas.

A ERSE toma nota sobre o comentário da EDP Energias de Portugal, relativa à aplicação de critérios de eficiência económica nos restantes processos de atribuição de capacidade nas infraestruturas. Faz-se, no entanto, notar que, contrariamente à atribuição de capacidade nas infraestruturas, a natureza do serviço de flexibilidade do *linepack* é opcional e que este não deve em nenhum momento gerar custos para os restantes utilizadores da rede de transporte.

Sobre o modelo de implementação do serviço de flexibilidade do *linepack* a ERSE regista a preferência expressa nos comentários recebidos pelo modelo atualmente em vigor, que já se encontra implementado e estabilizado. A ERSE não coloca, no entanto, de parte a possibilidade de rever no futuro o modelo de prestação deste serviço, nomeadamente se essa revisão contribuir para uma melhor adequação à prossecução dos objetivos associados a este tipo de mecanismo.

Relativamente à data de realização do leilão de atribuição do serviço de flexibilidade, apenas a EDP Energias de Portugal expressa a opinião de que este se deve realizar após a atribuição das capacidades nas restantes infraestruturas. A ERSE admite que possa existir por parte dos agentes de mercado uma maior visibilidade das necessidades de subscrição do serviço de flexibilidade do *linepack* após terem decorrido as atribuições nas restantes infraestruturas, pelo que retirou do articulado a condição relativa à data de realização desse leilão.

Incluiu-se nas disposições transitórias o prazo de 15 de julho para que o GTG formule a proposta de disponibilização do serviço de *linepack* para o ano de 2021/2022.

Sobre o destino a dar às receitas deste leilão, optou-se por incluí-las nos encargos de neutralidade. Apesar de o preço base para a subscrição do serviço ser necessariamente superior aos custos associados à sua disponibilização, entende-se que a subscrição de flexibilidade acaba por retirar alguma flexibilidade à gestão da rede por parte do GTG, o que pode conduzir a uma maior frequência da realização de ações de compensação que, indiretamente, podem ter algum efeito de agravamento sobre os preços de desequilíbrio. Nessa medida, parece adequado repercutir o saldo entre receitas e custos de disponibilização do serviço nos encargos de neutralidade.

3.5 PREÇO DE DESEQUILÍBRIO

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Foi proposta uma adaptação da regra de apuramento do preço de desequilíbrio no sentido de se dar maior relevância ao preço das transações com entrega no VTP. Assim, foi proposto que, nos dias de entrega para os quais não se registem preços de transações com entrega em Portugal, se possa utilizar o preço do último dia para o qual se registaram transações, desde que ocorrido até sete dias. Quando não existam transações no VTP nos últimos sete dias, deve então utilizar-se a regra atualmente em vigor, que recorre ao preço de referência em Espanha, adicionado ou subtraído das tarifas de interligação.

Foi também proposta um alinhamento do pequeno ajuste de 2,5% para 3%, em linha com o que é praticado em Espanha, ficando este valor inscrito num anexo ao MPGTG para maior facilidade de futuras atualizações.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A EDP Energias de Portugal expressa nos seus comentários a opinião que deveriam ser reduzidas as penalizações para situações de desequilíbrios, sugerindo que, na ausência de preço no pólo português, os preços marginais a aplicar na compra e na venda não sejam superiores aos registados no pólo espanhol mais ou menos a tarifa de interligação do último horizonte disponível.

A EDP Energias de Portugal comenta ainda que o processo de reconciliação financeira relativo a diferenças por erros de leitura deveria considerar um nível de preços sem penalidade.

O MIBGAS, S.A. considera adequado a proposta de 3% para o valor do pequeno ajuste por entender que a adoção de valores idênticos em Portugal e Espanha reduz potenciais distorções entre os dois mercados. Por outro lado, é solicitada a inclusão de um prazo de implementação para a aplicação da metodologia de cálculo do preço médio ponderado e do valor do pequeno ajuste que permita aos operadores fazer as alterações necessárias aos sistemas e aos procedimentos de troca de informação, desde a entrada em vigor do procedimento.

DECISÃO DA ERSE

A ERSE entende que a proposta de alteração da forma de apuramento do preço médio ponderado, nos dias em que não existem transações em Portugal, ao tentar utilizar mais as referências de preço em Portugal

nos dias anteriores, vem no sentido de reduzir a penalização implícita. Efetivamente, a interligação entre Espanha e Portugal encontra-se, na maior parte do tempo, descongestionada, sinal de que o valor do gás em Portugal se encontra num nível próximo do de Espanha, apesar da inexistência de transações.

A proposta de alteração da EDP Energias de Portugal teria o efeito prático de, em casos de variações rápidas e significativas do preço em Espanha, o preço em Portugal registado há sete dias atrás, ficar desatualizado face aos novos referenciais de preço e, como tal, ser penalizador para os agentes de mercado. A ERSE compreende o objetivo desta proposta, mas teme, no entanto, que a sua adoção pudesse tornar o apuramento do preço de desequilíbrio demasiado complexo.

A ERSE opta por manter a regra submetida a consulta, que deverá ser naturalmente alvo de escrutínio quanto à sua eficácia. De qualquer forma, durante o período em que decorra o programa de aquisições do GTG, até ao final de outubro de 2021 estão asseguradas transações com entrega no VTP o que torna desnecessário o recurso às referências de preço em Espanha.

Relativamente aos prazos de implementação da regra de apuramento do preço de desequilíbrio proposta no MPGTG submetido a consulta, estabelece-se um prazo de produção de feitos de 30 dias após a sua publicação, o que a ERSE entende ser suficiente para a implementação da regra referida. No entanto, admite-se que será mais natural para os agentes de mercado que a nova fórmula de apuramento do preço de desequilíbrio se comece a implementar no início de um determinado mês, pelo que se optou por incluir no articulado do MPGTG que o novo preço de desequilíbrio é de aplicação no início do primeiro mês após a entrada em vigor do MPGTG, que ocorrerá 30 dias após a sua publicação.

3.6 COMPENSAÇÃO DA RNTG

3.6.1 MELHORIA DA PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

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. O atual contexto do SNG é de uma utilização muito elevada das infraestruturas da RNTIAT. Perante o contexto de grande exigência da operação das infraestruturas da RNTIAT, a ERSE propôs 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.

A ERSE propôs ainda uma a clarificação do conceito de renomeação. As nomeações e renomeações estão sujeitas a um conjunto de restrições, que o GTG deve verificar. Como tal, a ERSE considerou necessário proceder à clarificação dessas restrições, referidas no Procedimento n.º 7 do MPGTG, definindo que uma renomeação apenas pode alterar a nomeação no período que resta do dia gás, depois da sua confirmação. 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.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Sobre o tema relativo à publicação do programa de operação, expresso no ponto 4.5 do Procedimento n.º 3 do MPGTG, a EDP Energias de Portugal considera que para além da disponibilização de informação no programa de operação com horizonte mensal e detalhe diário, também é relevante que a mesma seja ampliada para um horizonte de pelo menos 2 meses.

No âmbito das informações relativas ao programa de operação de RNTG, a EDP Energias de Portugal considera que a divulgação de informação relativa a volumes de gás para fornecimento às centrais a ciclo combinado poderá constituir informação sensível na medida em que pode revelar a estratégia de exploração. No que respeita ao TGNL e AS, a mesma entidade também considera que a publicação dos volumes de entradas e saídas constitui informação sensível ao indicar uma estimativa de contratação de capacidade dos agentes de mercado.

A EDP Energias de Portugal sugere que a publicação do programa de operação por parte do GTG seja disponibilizada via web aos agentes de mercado, e não ao público em geral.

Outro comentário apresentado pela EDP Energias de Portugal consiste em que o plano de chegada de navios de GNL no terminal seja publicado com um horizonte trimestral ou anual, permitindo uma melhor gestão das atribuições dos *slots*.

DECISÃO DA ERSE

Relativamente à publicação do programa de operação, a matéria prevista no MPGTG não impede que os agentes de mercado e o GTG possam implementar práticas mais aprofundadas de programação. Pelo que, a ERSE mantém a disponibilização de informação no programa de operação com horizonte mensal e detalhe diário.

Sobre a divulgação de informação associada a volumes de gás para fornecimento às centrais a ciclo combinado, considera-se que a informação não distingue os vários agentes já que esta informação se encontra agregada. Apesar disso, reconhece-se que existem poucos agentes com centrais a gás e elas pesam muito no consumo em dias de ponta na rede. No entanto, a informação é apenas indicativa e parte dos dados que podem influenciar as previsões já são públicas, nomeadamente os planos de manutenção das centrais a gás. Considera-se ainda que a transparência da atuação do GTG e a sensibilização dos agentes de mercado para os momentos de maior utilização de infraestruturas é importante para o bom funcionamento do SNG. Nesse sentido, a ERSE mantém a proposta apresentada no MPGTG sobre o referido tema.

No que respeita ao plano de chegada de navios de GNL no terminal ser publicado com um horizonte trimestral ou anual, a ERSE considera que o GTG já interage com os agentes de mercado para efeito da atribuição dos *slots* de receção de navios, conforme previsto no MPAI. Pelo que esse tema está no âmbito da atribuição de capacidade e não na publicação do programa de operação.

3.6.2 ENQUADRAMENTO DAS AÇÕES DE BALANÇO

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O estado de equilíbrio do sistema é uma informação importante não apenas para o GTG, mas também para os agentes de mercado. Com base numa proposta apresentada pelo GTG, a ERSE propôs alterar o 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.

Os níveis de aviso e de alerta devem ser definidos e publicados pelo GTG anualmente. Assim, a ERSE propôs 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.

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. A ERSE propôs definir um limite máximo de volume das ofertas de compra ou venda pelo GTG nas ações de compensação, que deve ser aprovado pela ERSE sob proposta do GTG.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Relativamente ao tema da ordem de mérito aplicável nas ações de compensação, expresso no ponto 5.2 do Procedimento n.º 2 do MPGTG, a EDP Energias de Portugal considera que a maximização do nível de participação dos agentes de mercado nas ações de compensação deverá ser incentivada pelo GTG, através da colocação de ordens de compra e venda com dimensão tal que possam ser viabilizadas com recurso a capacidade de curto prazo, mas também que estejam ao alcance do maior número possível de agentes de mercado. Neste sentido, esta entidade refere que as ofertas de compra e venda de gás por parte do GTG não deverão ter um limite máximo por ação, garantindo assim que as ações de compensação não sejam comprometidas por eventos externos que possam requerer um volume e frequência de operações por parte do GTG superior ao limite que se propõe estabelecer.

DECISÃO DA ERSE

A regra prevista no ponto 5.2 do Procedimento n.º 2 não afeta o número de ações a realizar pelo GTG, mas o limite de preço e quantidade de gás de cada ação (ordem de compra ou de venda). Os valores dos limites devem ser propostos pelo GTG à ERSE procurando «maximizar o nível de participação dos agentes de mercado nas ações de compensação». A ERSE manteve a redação do articulado apresentada na proposta.

3.6.3 AÇÕES DE BALANÇO TRANSFRONTEIRIÇAS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O CR de 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 12.º n.º 6)].

A ERSE propôs na Consulta Pública 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.

DECISÃO DA ERSE

Apesar da ausência de comentários dos participantes sobre este tema, a ERSE refere que dada a sua relevância, consta na versão aprovada do *Work-Plan 2021-2022* da Iniciativa Regional de Gás do Sul, através do *deliverable “Study on the viability of cross-border balancing operations in the Region”*. Prevê-se uma versão *draft* em dezembro de 2021 e a aprovação da versão final em março de 2022.

3.7 NOTIFICAÇÕES, NOMEAÇÕES, BALANÇOS, DESEQUILÍBRIOS E AJUSTAMENTOS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A proposta de reformulação do ROI e do MPGTG incluiu diversas alterações pontuais decorrentes da introdução da nova figura dos produtores de gases de origem renovável, mas também da experiência de implementação do regulamento desde 2016 e dos relatórios de supervisão da Agência de Cooperação dos Reguladores Europeus de Energia (ACER).

O contexto da revisão regulamentar inclui a elevada utilização das infraestruturas de alta pressão, incluindo a rede de transporte (capacidade de armazenamento subterrâneo e de regaseificação totalmente contratadas em 2020, pico histórico do consumo de gás em janeiro de 2021), colocando pressão sobre a gestão técnica do sistema de gás. Em contraponto, o início do funcionamento da plataforma de negociação no VTP (MIBGAS) vem acrescentar uma nova ferramenta de negociação de curto prazo, à qual os agentes de mercado podem recorrer para efeitos de compensação da sua carteira.

Em consequência, foram propostas medidas restritivas das renomeações dos agentes, prevenindo que estes façam renomeações com impacte significativo numa fase adiantada do dia gás, colocando o GTG em dificuldades para dar concretização a essas renomeações.

No mesmo sentido, foram equiparadas as nomeações dos clientes de medição intradiária (MI) aos clientes de medição diária (MD), eliminando a possibilidade de os primeiros acertarem os desvios do final do dia gás (entre as 22h e as 5h) em espécie no dia gás seguinte. O código de rede de compensação impede tolerâncias sobre os desvios dos agentes no final do dia gás.

Relativamente aos ajustamentos dos consumos dos clientes de medição não diária (MND), foi alterada a compensação em espécie para uma conciliação financeira. Adicionalmente, foi dada prioridade às previsões do GTG nos primeiros meses de repartições, até que (em M+3) as repartições possam ser feitas pelos ORD com base essencialmente em leituras reais. Estas medidas destinam-se a resolver o problema identificado pelos agentes de mercado – a volatilidade dos consumos atribuídos e dos desequilíbrios consequentes- e pelo GTG – o impacte negativo na compensação da rede de transporte provocado pelas compensações em espécie dos agentes de mercado face a desvios da carteira MND em meses anteriores.

A proposta ainda incluiu um mecanismo de acerto das existências dos agentes de mercado, por insuficiência de gás (violação dos limites mínimos das infraestruturas) ou por gás em excesso face aos

direitos de capacidade contratados. Este mecanismo tem semelhanças com o mecanismo vigente em Espanha. A proposta estabelece um procedimento de atribuição de direitos de capacidade com penalidade ou de incremento ou decréscimo compulsivo das existências do agente, pelo GTG, e consequente operação de compra e venda de gás para esse efeito.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Renomeações (Procedimento n.º 7)

Relativamente às obrigações intradiária de nomeação ou renomeação, a EDP Energias de Portugal propõe que as mesmas não possam dar origem a desequilíbrios calculados em base temporal inferior ao dia gás. Na mesma linha, comenta que a proposta de restrições às renomeações dos agentes de mercado (que passam a considerar um limite relacionado com a capacidade nomeada) irá ter como consequência um aumento de custos (por redução da flexibilidade ou aumento de desequilíbrios) que serão refletidos nos clientes.

Prestação de informação pelos operadores

A EDP Energias de Portugal e a GALP solicitam a comunicação de leituras intradiárias dos clientes em alta pressão, com detalhe horário. Esta comunicação já acontece como prática habitual do GTG embora não esteja prevista no MPGTG e não seja vinculativa. A GALP refere que o mero cumprimento do disposto no MPGTG (apenas 3 atualizações) seria danoso para os agentes.

Repartições e ajustamentos (Procedimento n.ºs 9 e 11)

A EDP Energias de Portugal refere que os prazos atualmente previstos no MPGTG para disponibilização das repartições relativas ao dia anterior (D-1) e para as nomeações dos agentes de mercado para o dia seguinte (D+1) estão na prática quase sobrepostos, dificultando a utilização da informação sobre as repartições mais recentes nas nomeações (Procedimento n.º 9). O mesmo comentário se aplica à disponibilização dos ajustamentos relativos à carteira do agente de mercado, apurados em D+1 (Procedimento n.º 11). Sugere-se que o processo seja otimizado de modo a garantir uma prestação de informação mais célere aos agentes.

A GALP propõe o estabelecimento de incentivos para a boa previsão de consumos pelo GTG e pelos ORD. Estas previsões sustentam a atividade de compensação da rede no dia seguinte e parte do comportamento dos agentes de mercado. Eventuais erros de previsão ou de coordenação entre os ORD e o GTG podem ter impactes financeiros nos custos de compensação dos agentes.

A GALP faz referência à possibilidade de ajustamentos realizados até ao sexto mês anterior (M-6) – no caso dos clientes de medição diária – e até ao sétimo mês (M-7) – no caso dos clientes de medição não diária, mencionando que esse ajustamento produz efeitos para além do período previsto na lei dos serviços essenciais, relativo ao prazo de prescrição. O agente propõe o encurtamento do período de ajustamentos para 5 meses. A GALP sugere ainda a revisão do ponto 8 do Procedimento n.º 13 em conformidade. Sobre o mesmo assunto, a GALP Gás Natural Distribuição propõe uniformizar a data de fecho das carteiras dos agentes de mercado em M+6, encurtando o período previsto para os clientes de medição não diária.

A GALP Gás Natural Distribuição refere que as redes de distribuição não interligadas (abastecidas por UAG) devem ser incluídas no procedimento de repartições. A AGN também comenta no mesmo sentido.

Sobre a transição entre a conciliação física dos ajustamentos relativos aos clientes MND para o novo modelo de conciliação financeira, a GALP Gás Natural Distribuição pede uma clarificação do procedimento aplicável durante os meses de transição. O operador sugere que sejam utilizados métodos expeditos de troca de informação entre os ORD e o GTG nesta fase, evitando o desenvolvimento dos sistemas comerciais das empresas para um curto período desta transição.

Balanços nas infraestruturas (Procedimento n.º 10)

A EDP Energias de Portugal pronuncia-se sobre as propostas de acerto nos balanços de existências dos agentes de mercado no terminal de GNL, referindo que o método usado atualmente, de comunicação bilateral entre o GTG e o agente, já permite resolver os problemas identificados na operação da infraestrutura.

Sobre a proposta de acerto de existências por insuficiência de capacidade contratada, a Axpo, a Endesa e a GALP alertam para uma eventual consequência da medida no sentido de aumentar os congestionamentos contratuais nas infraestruturas, ao (alegadamente) alterar o modelo de atribuição implícita de capacidade de armazenamento no terminal de GNL.

A GALP discorda ainda da proposta de acerto de existências no GNL por violação do limite mínimo, na medida em que os agentes possam ver aplicadas correções ao seu balanço, com custos, derivadas de operações não anunciadas previamente pelo GTG.

Apuramento de desequilíbrios diários

A EDP Energias de Portugal questiona se a eliminação do mecanismo de apuramento de desequilíbrio final implica que os agentes de mercado deverão suportar eventuais erros de leitura dos operadores (Procedimento n.º 13).

DECISÃO DA ERSE

Renomeações

O SNG está a ser explorado em níveis muito superiores aos de há uns anos, sem investimentos significativos recentes, resultando em condições de operação da rede mais exigentes.

A maior flexibilidade dada aos agentes nas suas renomeações, como até ao presente, sobretudo num cenário de utilização elevada das infraestruturas, tem como contrapartida uma redução dos valores de capacidade firme disponível para fins comerciais, provocando escassez nessa oferta. A proposta feita pela ERSE para as renomeações alinha-se com o regime vigente em Espanha e, assim, promove condições de igualdade de concorrência no mercado ibérico. Nota-se ainda que o estado atual e tendências de desenvolvimento do SNG dificultam a aprovação de investimentos significativos e estruturais, aconselhando, alternativamente, ao desenvolvimento de ferramentas de otimização da gestão da rede e das infraestruturas para maximizar a sua disponibilidade e utilização.

Todavia, reconhece-se que, para alguns tipos de utilizadores da rede como as centrais elétricas de ciclo combinado a gás, a maior exigência sobre as renomeações poderá corresponder a um acréscimo de custos de capacidade, dependendo do regime de funcionamento das centrais. Essa (marginalmente) maior contribuição para os custos com a RNTIAT será, previsivelmente, repercutida no mercado elétrico.

Deve esclarecer-se que, embora o ROI (art.º 41.º) preveja a possibilidade de se definirem “obrigações intradiárias” (também previstas no código de rede europeu de compensação), estas não se encontram em prática no MPGTG, não se podendo confundir com as regras de nomeação agora alteradas.

Prestação de informação pelo GTG e pelos ORD

A prática atual do GTG é de uma prestação de informação horária sobre os consumos dos clientes de MI, o que se salienta por estar além dos mínimos requeridos pelo código de rede europeu (3 atualizações intradiária). A EDP Energias de Portugal e o Grupo GALP sublinham a necessidade de consagrar no MPGTG

essa prática, por ser um avanço operacional importante para os agentes de mercado do qual não se deve regredir. Reconhecendo os pontos referidos, o articulado do MPGTG passou a referir a prestação de informação horária sobre os consumos de MI pelo GTG. Esta prestação de informação, por ser mais imediata, deverá ser confirmada pelas três atualizações intradiária já previstas.

Nota-se ainda o facto de o desempenho habitual do GTG na disponibilização dos dados intradiários ser superior ao mínimo requerido pelo MPGTG. Esta constatação permite manter os prazos previstos como máximos, na expectativa de que o resultado da operação normal do SNG seja melhor. De qualquer modo, a ERSE manterá sob monitorização este desempenho e a evolução das necessidades dos agentes de mercado, num contexto que se antecipa mais exigente.

Repartições e ajustamentos

O processo de apuramento das repartições (relativas ao dia D-1) está sobreposto com os horários de nomeação para o dia D+1. Identificando que os processos têm uma relação forte nas rotinas dos agentes de mercado, alguns dos participantes da consulta sublinham a necessidade de antecipar a prestação de informação sobre as repartições.

No entanto, o próprio MPGTG reconhece que as repartições devem ser consideradas no processo de renomeação (uma vez que o seu horário não é compatível com a janela de nomeação). O processo é bastante exigente pois, depois das 5h a.m. (fim do dia gás), é necessário conjugar a recolha remota de leituras de múltiplos equipamentos de medida (MD, GRMS), a conciliação entre ORD no caso de redes de distribuição em cascata e os procedimentos previstos no MPGTG. Considerando uma taxa de sucesso de leitura remota inferior a 100%, a redução da janela temporal para disponibilização dos dados reduz a capacidade de obter leituras (através de tentativas subsequentes), deteriorando as próprias repartições.

Pelas razões expostas, considera-se ser prematuro o encurtamento da janela de disponibilização das repartições, solicitando-se aos operadores uma avaliação sobre o desempenho da disponibilização dos dados previstos no MPGTG alterado e a possibilidade de reduzir os prazos de disponibilização das repartições.

Alguns comentários (EDP, GALP) referiram-se aos ajustamentos posteriores ao dia D+1 e à sua volatilidade. Essa questão tinha sido já referida pelos agentes de mercado na pré consulta realizada juntamente com a proposta de regras do MIBGAS. A proposta de alteração do MPGTG incluiu o objetivo de reduzir essa volatilidade, por um lado, e o seu impacte sobre a operação, por outro. Os ajustamentos passam a dar primazia à previsão do GTG em D+1 e a incorporar as leituras reais realizadas pelos ORD, apenas quando é

expectável que a maior parte das leituras esteja já feita (no mês M+3). A conciliação financeira, em vez da conciliação física anterior, permite que eventuais desajustes não tenham ainda mais consequências indesejáveis, na logística de acesso à RNTIAT pelos agentes. Considera-se que as alterações propostas minimizam também os desvios entre valores das previsões do GTG e repartições estimadas pelos ORD. Ainda neste contexto, nota-se que a qualidade das previsões do GTG tem previsto um instrumento de monitorização, correspondente ao relatório previsto no artigo 42.º do código de rede de compensação.

A GALP refere que o fecho dos ajustamentos das carteiras de compensação dos agentes de mercado, no mês M+7, não é compatível com os prazos de prescrição previstos na Lei n.º 23/96, de 26 de julho. Refere ainda que o MPGTG prevê prazos diferentes para os clientes de MD (mês M+6) e para os clientes de MND (mês M+7). A GALP Gás Natural Distribuição acompanha este último comentário, sugerindo que se uniformize o prazo de fecho para o mês M+6.

A constatação de que estão previstos prazos diferentes para os clientes MD e MND, sem uma justificação forte para essa situação, leva a rever os prazos de fecho. É importante salientar que as leituras MND são bimestrais, pelo que o prazo de 6 meses permite incluir pelo menos 3 tentativas de leitura local. No entanto, o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD) prevê (pontos 26.5 e 29) que os dados só se tornam definidos passados 6 meses, resultando daqui que o apuramento, dos consumos discriminados agregados definitivos, deve considerar a informação obtida nos seis meses após o final do mês em questão.

Assim, a disponibilização pelo ORD dos dados relativos aos clientes MND irá ocorrer no sétimo mês seguinte ao mês de referência. No caso dos clientes MD (e dos MI), os mecanismos de recolha de leituras fazem com que o processo de apuramento dos consumos finais esteja encerrado muito rapidamente, normalmente até ao final do mês seguinte, no entanto, em teoria, poderiam verificar-se situações de obtenção de novos dados no período de 6 meses após o último dia do mês em questão, que deveriam, ainda assim, ser também considerados.

Faz-se ainda notar a situação no setor elétrico, no qual a liquidação definitiva também ocorre em mês posterior ao final do período durante o qual os dados obtidos são considerados para a determinação dos consumos definitivos das carteiras dos agentes de mercado, período esse que é também de 6 meses⁷ após o último dia do mês sujeito a liquidação.

⁷ O período foi recentemente adotado através do artigo 36.º do Regulamento sobre as Redes Inteligentes.

Tendo em vista que o GMLDD define o prazo de dados definitivos, importa que o MPGTG seja compatível e coerente. Nesse sentido, modificou-se a definição do prazo de fecho das repartições para ter por referência os dados definitivos, como previstos no GMLDD. Acresce que uma eventual revisão do prazo previsto no GMLDD passaria a aplicar-se em coerência no MPGTG, sem necessidade da sua revisão. Rever o ponto 8 do Procedimento n.º 13 (nova numeração) e o ponto 3.3 do Procedimento n.º 9.

Em relação às redes de distribuição não interligadas, importa referir que atualmente já são feitas repartições nessas redes pelos ORD, as quais impactam na gestão dos níveis de armazenamento em cada UAG e nas obrigações de fornecimento de GNL de cada agente de mercado. A norma que define esta obrigação consta do Manual de Procedimentos da Gestão Logística das UAG (ponto 2.1.3 do Procedimento n.º 2). Não obstante, esta compensação de existências nas UAG está separada da compensação de existências na rede de transporte. A ERSE reconhece a pertinência de incluir as redes não interligadas no processo de repartição de forma expressa no MPGTG, pelo que se aditou um número no Procedimento n.º 9 para fazer essa referência.

Do mesmo modo referido para as redes não interligadas, inclui-se de forma expressa o modelo de responsabilidades na repartição em cascata, relativamente a redes de distribuição ligadas a outras redes de distribuição a montante.

Foi também aditada uma disposição transitória no MPGTG para solicitar aos ORD a apresentação de uma proposta sobre um mecanismo de conciliação de quantidades dos agentes de mercado nas redes de distribuição não interligadas.

Finalmente, sobre o pedido de clarificação da GGND relativa à transição do modelo de acertos mensais em espécie dos consumos MND para o modelo de conciliação financeira, esclarece-se que, de uma forma geral, a regra a aplicar será a seguinte:

- Em agosto (M+1) são apurados pela última vez os acertos mensais, a devolver em setembro (M+2) de acordo com as regras atualmente em vigor.
- No início de setembro, os ORD devem disponibilizar ao GTG e aos comercializadores os dados dos consumos discriminados agregados que permitam apurar: i) a conciliação financeira intermédia relativa ao mês de junho (junho é o mês M e setembro é o mês M+3) que incide sobre a diferença entre os consumos agregados provisórios desse mês M, disponibilizados em setembro, e aqueles que foram utilizados agosto, também referentes ao mês M, no apuramento dos acertos mensais ii) a conciliação financeira definitiva relativa ao último mês para os quais já existem dados

definitivos, que deverá ser o mês de fevereiro (fevereiro é o mês M e setembro é o mês M+7) e que incide sobre a diferença entre o consumo agregado definitivo agora disponibilizado e o consumo agregado provisório, do mês de fevereiro, utilizado no apuramento dos acertos mensais em agosto.

- Em outubro, devem ser apuradas: i) a conciliação financeira intermédia do mês de julho (agora é julho o mês M e outubro o mês M+3), que incide sobre a diferença entre os consumos provisórios do mês M agora disponibilizados, e os consumos provisórios desse mesmo mês utilizados no apuramento dos acertos mensais em agosto e ii) a conciliação financeira definitiva do mês de março que incide sobre a diferença, para esse mês de março, entre o consumo definitivo agora disponibilizado e o consumo provisório utilizado no apuramento dos acertos mensais em agosto.
- A partir de novembro, a conciliação intermédia decorre já de acordo com a regra definitiva enquanto a conciliação definitiva incide sobre a diferença entre o consumo agregado definitivo disponibilizado no mês e o consumo agregado provisório mais recentemente disponibilizado e utilizado no apuramento de conciliações ou de acertos mensais.
- Janeiro é o primeiro mês a partir do qual a conciliação definitiva incide sobre a diferença entre o consumo agregado definitivo do mês M (junho) e o consumo agregado definitivo desse mês M disponibilizado em M+3 (setembro).
- Cabe referir que as datas de liquidação das conciliações financeiras podem ser afetadas, face ao anteriormente descrito, em caso de objeções aos dados disponibilizados.

A ERSE admite que, tendo em conta a natureza transitória das regras descritas, os operadores possam adotar, tal como sugerido pela GGND, métodos de troca de informação entre operadores mais simples e expeditos, desde que assegurada a aplicação das regras e garantida a transparência da informação.

Balancos nas infraestruturas

Relativamente aos procedimentos de acerto de existências dos agentes nas infraestruturas, decorrentes de diferenças de medição no terminal de GNL, não foi feita qualquer alteração com significado. Apenas se clarificou que o ajustamento de existências, já previsto, apenas incide no terminal (nas restantes infraestruturas faz-se no gás de operação).

No entanto, no tema dos balanços de gás nas infraestruturas foram incluídas duas disposições novas, sobre as existências acima dos direitos de capacidade contratados pelo agente e sobre as existências abaixo dos níveis mínimos de uma infraestrutura ou, no limite, abaixo de zero. Sobre a primeira inovação, deve clarificar-se que o modelo de atribuição implícita de capacidade de armazenamento operacional no terminal de GNL (Procedimento n.º 5 do Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas) se mantém inalterado. A proposta de correção de existências dos agentes por insuficiência de capacidade contratada refere-se à utilização comercial das infraestruturas (no caso do terminal de GNL, ao armazenamento comercial). Assim, está acautelado o risco mencionado no comentário da Endesa e da GALP.

Na correção de existências no terminal por violação do limite mínimo de existências, sublinha-se que a proposta subentende que a correção das existências de um agente de mercado por iniciativa do GTG (leia-se, por diferenças de medição ou por queima de gás de *boil-off*) será sempre sujeita a aviso prévio pelo GTG, como estabelece o mecanismo para repercussão das diferenças de medição. Em todo o caso, para salvaguardar a legítima preocupação das entidades participantes na consulta, inclui-se a clarificação no articulado (ponto 6.3 do Procedimento n.º 10) de que qualquer ajustamento de existências de um agente de mercado pelo GTG deverá ser precedido de pré-aviso. No caso desse ajuste provocar uma violação do limite mínimo de existências na infraestrutura, o agente terá assim possibilidade de evitar essa violação aumentando as suas existências previamente à aplicação do ajustamento pelo GTG.

Em ambas as propostas incluídas no MPGTG, trata-se de concretizar os princípios básicos de utilização das infraestruturas: a utilização sujeita a contratação prévia de direitos de capacidade (ou atribuição implícita desses direitos) e a manutenção de existências dentro dos limites operacionais da infraestrutura.

Face aos comentários recebidos, foi clarificado na redação do MPGTG que o mecanismo de acerto de direitos de capacidade e de existências por violação dos níveis mínimos obrigatórios, dependem de pré-aviso do agente de mercado, incentivando assim o agente a encontrar uma solução mais eficiente do que o mecanismo previsto.

Apuramento de desequilíbrios diários

O apuramento de desequilíbrios em D+1 afeta a posição de balanço do agente de mercado e é sujeita à aplicação dos preços de desequilíbrio. O Procedimento n.º 14 do MPGTG estabelece que os acertos à posição do agente de mercado num dado dia D que ocorram a partir de D+2, fruto de melhor informação obtida pelos operadores de redes, são conciliados financeiramente a um preço que não penaliza o agente.

Nos casos em que o acerto “agrava” o desequilíbrio, por defeito ou por excesso, a conciliação decorre ao preço médio ponderado, sem a penalização do pequeno ajuste. Nos casos em que o acerto “reduz” o desequilíbrio, a conciliação decorre ao preço de desequilíbrio (com penalização) que o agente havia suportado, que desta forma é ressarcido da penalização em que tinha incorrido. A leitura real dos clientes de medição diária será, em regra, utilizada no cálculo do desequilíbrio diário em D+1. Em caso de falhas de leitura, a estimativa de leitura deverá ser considerada nesse apuramento. A correção pela leitura real será incluída mais tarde e será sujeita à aplicação da conciliação nos termos descritos.

3.8 GESTÃO INTEGRADA DE GARANTIAS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A proposta da ERSE reviu o articulado do MPGTG no sentido de adaptar as disposições relativas à gestão de garantias no âmbito da gestão integrada de garantias.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A GALP expressa a sua discordância quanto à possibilidade de utilizar existências de gás natural como garantia no âmbito do modelo integrado de garantias.

DECISÃO DA ERSE

O tipo de garantias que pode ser aceite é precisamente uma das matérias que passou a constar da nova regulamentação relativa à gestão integrada de garantias, razão pela qual este comentário deve ser endereçado no âmbito da consulta pública relativa a essa matéria, que decorreu em paralelo com a presente consulta pública.

3.9 PROCEDIMENTO RELATIVO À CATIVAÇÃO DE EXISTÊNCIAS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

No âmbito do procedimento de autorização de participação dos agentes de mercado no mercado organizado, que consta do Anexo II à [Diretiva n.º 14/2020](#) que aprovou as regras de negociação de

produtos com entrega no VTP na plataforma MIBGAS e procedimentos associados, previu-se a possibilidade de os agentes de mercado poderem, voluntariamente, cativar existências por si detidas nas infraestruturas do SNG, de forma a cobrir vendas com entrega nos produtos de curto prazo seguintes ao dia seguinte, nomeadamente para produtos Fim-de-Semana.

Na proposta de MPGTG submetido a consulta foram incluídas, por uma questão de sistematização dos regulamentos, as disposições constantes do Anexo II da [Diretiva n.º 14/2020](#), que é agora revogado. A única novidade face às regras que se encontram aprovadas foi a inclusão no MPGTG de um novo Procedimento que formaliza o processo de comunicação e aceitação da cativação voluntária de garantias.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A GALP manifestou-se contra a prestação de existências de gás natural como garantia bem como contra o procedimento de cativação voluntária de existências. A GALP entende que este procedimento não terá adesão por parte dos agentes de mercado, além de considerar que pode colocar em risco o SNG por, quando for necessária recorrer a essas existências elas já tenham sido consumidas. Refere a GALP que esse gás pode ser vendido bilateralmente, no MIBGAS ou através de renomeações. A GALP recomenda que seja retirada a proposta da versão final do MPGTG, sugerindo, em alternativa, a possibilidade das empresas se associarem para agrupar dos balanços e consequentes desequilíbrios de forma diária, assumindo, com uma declaração, um dos agentes de mercado a responsabilidade por ambos, ou pelo grupo de agentes de mercado.

DECISÃO DA ERSE

Como ponto prévio na análise ao comentário da GALP, cabe referir que este parece incidir não apenas sobre o procedimento relativo à cativação de existências, mas também sobre a prestação de existências de gás como garantia, no âmbito da gestão integrada de garantias.

Sobre este último aspeto, releva a Consulta Pública 95 relativa à gestão integrada de garantias, pelo que a análise ao comentário se circunscreverá ao mecanismo de cativação de existências, para efeitos do processo de autorização ao agente de mercado para participar no mercado organizado.

No mercado organizado, pode verificar-se que um agente de mercado realize vendas que geram desequilíbrios na rede se esse agente não fizer nomeações de entrada na RNTG pelas quantidades correspondentes. Neste contexto, foi acautelado, nas regras de mercado, que o pagamento da receita das

vendas por parte do MIBGAS, S.A. apenas se concretiza depois de autorização do GTG, assegurando-se assim que essas receitas podem ser utilizadas para cobrir eventuais incumprimentos. Por outro lado, o GTG só autoriza o agente de mercado a atuar como vendedor se este tiver prestadas garantias que cubram as suas obrigações acumuladas ainda não pagas bem como 20% do valor das vendas em aberto nos produtos de curto prazo⁸.)

Foi neste contexto que se introduziu a possibilidade de cativação voluntária de existências, que servem, exclusivamente, para deduzir ao valor das vendas em aberto nos produtos de curto prazo. O racional associado foi o de, não aumentando o risco para o SNG, permitir a atuação vendedora nos produtos de curto prazo, sem que fosse necessário exigir um nível desproporcionado de garantias a agentes de mercado que, comprovadamente, dispõem de gás cativo no sistema.

Importa analisar com cuidado a referência feita pela GALP de que esse gás cativo pode ser vendido no MIBGAS, através de contrato bilateral ou ser utilizado em renomeações o que levaria a que, quando fosse necessária a sua utilização, este já não estaria disponível.

A proposta de mecanismo de cativação de existências teve como pressuposto que, para os processos de nomeação e renomeação na entrada na rede e de intercâmbio de existências entre agentes de mercado, existe uma verificação das existências de gás detidas pelo agente de mercado. No caso das notificações de intercâmbio de existências no Terminal de GNL ou no AS, o Procedimento n.º 16 do MPGTG explicita que estas apenas são aceites se o agente de mercado detiver suficientes existências nessas infraestruturas. No caso de notificações de intercâmbios no VTP, estes devem ser sustentados por confirmações de entrada na RNTG.

Apesar de nos processos de nomeação a partir das infraestruturas (previstos no Procedimento n.º 7 do MPGTG) não ser explícita essa verificação das existências, o modelo de funcionamento do SNG assenta nesse pressuposto. Efetivamente, não existe, para o AS, um apuramento de desequilíbrios do agente de mercado⁹ o que pressupõe que o agente de mercado não pode nomear entradas na RNTG a partir do AS, se não tiver aí existências. Sucede o mesmo para o Terminal de GNL, sendo as únicas situações previstas de “desequilíbrios por defeito” as que resultem de acertos relativos a diferenças de medição.

⁸ Esta percentagem serve para cobrir variações entre o preço de venda e o preço do desequilíbrio, pois com a prerrogativa de não autorizar o pagamento da receita das vendas, fica em princípio assegurada a recuperação, ao preço de venda, dos potenciais desequilíbrios associados a vendas.

⁹ Está prevista uma penalização no caso de os agentes deterem existências sem a contratação da capacidade de armazenamento respetiva.

Assim, de forma clarificar a impossibilidade de utilização das existências cativadas, foi explicitado no articulado do MPGTG que a aceitação das nomeações e renomeações de entrada na RNTG a partir do terminal de GNL e do armazenamento subterrâneo fica condicionada à detenção de existências pelos agentes de mercado nessas infraestruturas, e que essa aceitação deve ter em conta as existências cativadas.

Ainda assim, e apesar de a verificação de existências nas infraestruturas, associada aos processos de nomeação, ajudar a mitigar o risco de potenciais incumprimentos em vendas através de contratos bilaterais, reconhece-se, ainda assim, que existe algum risco para o SNG, de potenciais incumprimentos nessas vendas¹⁰, que são, no entanto, independentes da existência do mercado organizado. De forma a mitigar o risco para o SNG de atuações menos próprias em relação à concretização de contratos bilaterais, optou-se por alargar também à realização de vendas através de contrato bilateral, o processo de autorização previsto no Procedimento n.º 21. Esta alteração é também importante para assegurar que não existe nas regras um incentivo à realização de transações fora do mercado organizado.

Sobre a eventual falta de adesão dos agentes de mercado ao mecanismo de cativação de existências, a ERSE entende que a medida pode ser positiva para agentes que disponham de gás nas infraestruturas pois podem mais facilmente participar na venda em mercado organizado de produtos de curto prazo com entrega posterior ao dia seguinte, (pode ser bastante útil para vendas no produto fim-de-semana), sem que isso os penalize no processo de verificação diária de autorização para atuação no mercado, com requisitos adicionais de garantias.

Por outro lado, a ERSE entende que, sendo a valorização do gás cativado feita a 80% do valor de mercado, servindo esta valorização essencialmente para deduzir ao valor das vendas em aberto no processo de verificação diária pelo GTG, e estando a mobilização do gás cativo prevista apenas em caso de incumprimento das obrigações do agente e após a execução das garantias financeiras e das receitas das vendas cativadas pelo MIBGAS, o risco associado à utilização desta ferramenta é diminuto.

Tendo em conta que se trata de um mecanismo que já foi submetido a consulta pública e aprovado, e entendendo-se as alterações introduzidas entretanto introduzidas no articulado respondem às preocupações manifestadas pela GALP sobre a mobilização não autorizada do gás cativado, optou-se por manter o mecanismo de cativação de existências no MPGTG.

¹⁰ Nomeadamente em processos de nomeação e renomeação, através do VIP.

A ERSE regista a proposta da GALP relativa a um mecanismo alternativo para a associação de diversos agentes no âmbito das responsabilidades dos desequilíbrios. Tendo em conta que a atual revisão regulamentar era pontual e expressamente direcionada para a adoção do Decreto-Lei n.º 62/2020 e da plena concretização do CR Compensação, e tratando-se de uma proposta não submetida a consulta pública, esta proposta pode ser avaliada oportunamente em futuros processos de revisão regulamentar.

3.10 TROCA DE INFORMAÇÃO COM OS AGENTES DE MERCADO E A ERSE SOBRE A COMPENSAÇÃO DA RNTG

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A proposta de reformulação do ROI e MPGTG simplificou a lista de informação a prestar à ERSE, dado que muita da informação está disponível no site de Internet do GTG. Essa lista foi também completada para abranger aspetos da compensação relacionados com as alterações regulamentares propostas.

Foi também consagrado o uso de plataformas eletrónicas para a troca de informação entre o GTG e os utilizadores das infraestruturas, o que já corresponde à prática atual.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

O grupo GALP propõe que a periodicidade de publicação, pelo GTG, de alguma da informação sobre a operação da RNTG seja diária, em vez de mensal como proposto. Em concreto, é mencionada a informação sobre Existências totais de gás no SNG, Movimentação do Gás de Operação pelo GTG, Capacidade utilizada nos diversos pontos de ligação à RNTG, Condicionalismos técnicos de operação e Incidentes com impacto para os utilizadores em qualquer uma das infraestruturas da RNTIAT. É referido que a publicação tempestiva da informação é importante para a atuação dos agentes de mercado.

A GALP defende ainda que a plataforma do GTG contemple a possibilidade de os agentes de mercado carregarem operações bilaterais efetuadas entre si, em que um agente de mercado carregue uma determinada operação e ela só fique ativa se a contraparte a validar como estando conforme com a mesma. A operação em causa só seria contemplada quando chegasse o respetivo dia gás, sendo o compromisso do GTG, até essa data, unicamente de disponibilizar a sua plataforma para registo de operações que tivessem sido fechadas bilateralmente entre os agentes de mercado. A GALP refere que este processo está implementado no sistema espanhol e é importante para os agentes de mercado, no sentido de terem visibilidade sobre todas as operações registadas, que só produziriam efeito no dia D.

A GALP completa que, com a entrada em funcionamento do polo português do MIBGAS, esta funcionalidade terá de ser disponibilizada para as operações que sejam realizadas no MIBGAS para além do dia D+1, referindo que, no caso de um dos agentes de mercado pretender retirar ou eliminar a referida transação, só o poderá fazer se a contraparte o aceitar.

A Axpo sugere a implementação de uma ferramenta informática de registo de transações bilaterais para validação entre as respetivas contrapartes, à semelhança do modelo usado em Espanha.

DECISÃO DA ERSE

Os procedimentos de prestação de informação aos agentes de mercado foram visados nos comentários à consulta pública. O grupo GALP propõe que a periodicidade de publicação, pelo GTG, de alguma da informação sobre a operação da RNTG seja diária, em vez de mensal como proposto. A ERSE reconhece a referência do comentário sobre a importância da informação para a atuação dos agentes de mercado e, por isso, alterou o articulado em conformidade no Procedimento n.º 18.

A ERSE regista os comentários da AXPO e da GALP, sendo de referir que fica agora mais claro o objetivo do pedido formulado na auscultação prévia sobre as regras de compensação. Parece ficar claro da descrição da GALP que o procedimento proposto resultaria numa mera disponibilização por parte do GTG, da plataforma para o registo antecipado de intercâmbios, que passaria a ser feita por apenas um dos agentes e confirmada pela contraparte, e sobre os quais o GTG não teria nenhuma interferência até ao momento da validação do intercâmbio em moldes idênticos aos existentes hoje.

A ERSE entende que as referidas adaptações, para além de exigirem uma adaptação dos sistemas do GTG, seriam um complemento às regras previstas no Procedimento sobre contratos bilaterais. O desenvolvimento de melhorias operacionais pode ser tratado no âmbito do relacionamento entre o GTG e os seus clientes – os utilizadores das redes, no qual todas as sugestões de melhoria dos processos podem ser consideradas e, eventualmente, acolhidas.

A ERSE não rejeita a possibilidade de revisão dos processos de notificação no futuro que, a ocorrer, deve ser discutida com o GTG.

Sobre a eliminação de transações para além do dia D+1, realizadas na plataforma do MIBGAS, a ERSE relembra que as transações são, por princípio firmes e que, a sua eventual anulação decorre nos termos das regras de negociação de produtos com entrega no VTP na plataforma.

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

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A proposta de revisão do ROI inclui um novo artigo sobre a coordenação entre os operadores das redes e das infraestruturas. A injeção de gases renováveis nas redes reforça a necessidade dessa coordenação, sobretudo no que respeita à garantia da qualidade do gás entregue aos clientes 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.

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, sendo um exemplo relevante dessa coordenação a prestação de serviços de sistema pelas instalações de conversão de eletricidade para gás (*power-to-gas*).

Em complemento às condições de injeção e monitorização a que passará a estar sujeito cada produtor que injeta gás nas redes, ele deverá também receber instruções dos operadores das redes, 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 26.º do ROI (nova numeração) foi alterado para incluir esta possibilidade.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

O CC recomenda que os pontos de injeção sejam monitorizados de uma forma global no SNG e sugere que a coleção da referida informação seja gerida pelo GTG.

Pelo seu lado, a REN Portgás Distribuição defende que a coordenação entre transporte e distribuição para o controlo de qualidade do gás, quer para gestão da faturação, quer para a gestão operacional do despacho dos produtores, implicará a estruturação de procedimentos e sistemas operacionais que atualmente ainda

não se encontram consolidados. Sugere ainda a criação de grupos de trabalho para produção de protocolos de atuação uniformizados para a gestão operacional de despacho e controlo de qualidade do gás.

A GALP Gás Natural Distribuição considera que o mecanismo previsto para rastreamento da qualidade do gás nos vários pontos da rede é um processo complexo, que requer informação que só o operador de cada rede tem. Nesse sentido, propõe que o desenvolvimento deste software deve estar sob a responsabilidade única do operador da rede a que se aplica, cabendo ao GTG estabelecer normas e modelos de informação, aplicáveis a todos os operadores de rede, que permitam a realização de todas as atividades previstas no ROI e no MPGTG e que balizem os desenvolvimentos que cada operador de rede terá de realizar.

DECISÃO DA ERSE

A ERSE introduziu no Procedimento n.º 2 o “Mecanismo de Rastreamento do Gás em Circulação no Sistema”, a aprovar pela ERSE por proposta do GTG, elaborada em coordenação com os operadores envolvidos. Considera-se muito relevante o papel dos operadores das redes de distribuição que têm a informação real características das injeções de gás, que é determinante para a qualidade das estimativas em jogo. Nesse sentido, foi reforçado o papel dos operadores de cada rede como responsáveis pela qualidade do gás nas suas redes.

3.12 OUTROS TEMAS

3.12.1 DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

A GALP Gás Natural Distribuição propõe o alargamento do prazo de produção de efeitos da reformulação do ROI e MPGTG, em função da necessidade de adaptar os sistemas de informação dos operadores.

A ERSE reconhece que o prazo avançado é exigente, tendo revisto a proposta inicial. Enquanto várias disposições podem e devem produzir efeitos com celeridade, noutros casos a produção de efeitos pode ser adiada mais algum tempo. Para esse efeito, foi prevista uma entrada faseada das alterações mais impactantes nos sistemas dos operadores de rede, nomeadamente as repartições.

3.12.2 GRUPO DE ACOMPANHAMENTO

Entre várias propostas de alteração pontual do ROI e do MPGTG, a ERSE propôs, no âmbito da atividade de supervisão, a simplificação das regras do grupo de acompanhamento do funcionamento do SNG.

A Axpo, a Endesa e o Grupo Galp consideram oportuna a atividade do grupo de acompanhamento relativa ao funcionamento do SNG previsto no Procedimento n.º 19 do MPGTG (nova numeração), de modo a assegurar a discussão de propostas por todos os intervenientes do SNG, visando a otimização e maximização da utilização do sistema português.

A AGN refere que o tema da injeção de gases renováveis deve ser discutido em grupos de trabalho específicos, onde esta entidade teria um papel a desempenhar. Além disso, a AGN considera que se deve incentivar uma maior participação e dinamismo na discussão do funcionamento do SNG, pelo que a periodicidade das reuniões do GA deve ser mantida.

Em função dos comentários, e no âmbito da atividade de supervisão, a ERSE mantém a previsão da reunião periódica do grupo de acompanhamento do funcionamento do SNG previsto no MPGTG.

3.12.3 ENCARGOS DE NEUTRALIDADE

A EDP Energias de Portugal considera que a metodologia a aprovar pela ERSE relativa aos encargos de neutralidade deve excluir do seu âmbito todos os custos decorrentes do incumprimento de um agente de mercado que tenha valores em dívida para com o sistema, sendo que os valores devidos pelo agente de mercado neste âmbito deverão ser cobertos pela sua respetiva garantia.

A ERSE faz notar que os custos a que se refere a EDP não constam da lista de categorias de custos incluídas na metodologia dos encargos de neutralidade. Por outro lado, o regime de gestão integrada de garantias enquadra os procedimentos a adotar em caso de valores em dívida por parte do um agente de mercado.

4 COMENTÁRIOS GERAIS SOBRE O RT

Este capítulo discute a tendência geral dos comentários sobre o RT e justifica a decisão da ERSE. A sua estrutura tem por referência os temas colocados a consulta pública que justificam a apresentação de comentários por parte da ERSE. Assim, os temas que não suscitaram contraditório, nem alterações à proposta apresentada não integram este documento.

4.1 INJEÇÃO DE GASES RENOVÁVEIS NA REDE

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

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, introduziu, entre outras alterações, uma nova atividade no setor do gás exigindo uma revisão regulamentar do RT para se assegurar o devido tratamento tarifário das novas funções atribuídas às entidades reguladas, bem como a adaptação das regras de aplicação tarifária devidas pela injeção de gases renováveis e de baixo teor de carbono nas redes de transporte e distribuição de gás.

Neste sentido, a ERSE, na proposta de revisão regulamentar do RT, propôs a criação da função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhista, em que se apuram os proveitos decorrentes da compra e venda de gases de origem renovável por parte do CURg, para fornecimento no mercado regulado. Complementarmente, a ERSE adaptou os pedidos de informação para permitir obter não só a informação necessária ao cálculo dos proveitos permitidos da nova atividade do CURg, como também a informação que permita monitorizar a aquisição de gases renováveis pelo CURg, para fornecimento em simultâneo, ao mercado regulado e ao mercado livre.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Conselho Tarifário, Conselho Consultivo e AGN

Os Conselhos Tarifário e Consultivo coincidem na opinião, também expressa pela AGN, de que a proposta da ERSE, ao limitar a sua intervenção à verificação dos custos incorridos pelo CURG para os fornecimentos

ao mercado de último recurso, ignora que a grande fração dos outros gases a adquirir pelo CURG se destinará às necessidades dos comercializadores em regime de mercado.

Nesse sentido, referem que para concretizar monitorização das atividades do CURg, a ERSE deve validar todos os custos suportados pelo CURG na aquisição dos “outros gases”, de modo a permitir que a empresa sustente os seus posteriores pedidos de transferência do Fundo Ambiental. Este entendimento é justificado pelo facto de, segundo o Conselho Tarifário, caber “... à ERSE avaliar a sustentabilidade económico-financeira das empresas reguladas...”, e de existir “...um evidente esforço financeiro que será solicitado ao CURG nesta nova atividade.

Estes agentes recomendam que a nova função considere a totalidade dos custos incorridos pelo CURg na aquisição de gases de origem renovável (com a separação contabilística entre as compras para fornecimentos ao mercado de último recurso e as realizadas para o mercado livre), de forma a permitir uma adequada monitorização do impacte desta atividade no SNG e que apenas sejam refletidos nas tarifas os montantes que lhes correspondem.

Adicionalmente, recomendam a inclusão de uma disposição que limite as compras de gases renováveis e de baixo teor de carbono realizadas pelo CURg, até ao limiar mínimo de incorporação destes gases que venha a ser definido legalmente para que o CURg e, sequencialmente, o SNG e/ou o Fundo Ambiental sejam chamados a financiar aquisições destes “outros gases” por agentes de mercado, para lá daquele limite.

Ius Omnibus

Concorda com a criação da função de compra e venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono às atividades reguladas, permitindo assim uma eficiente separação entre os custos do mercado regulado e do mercado livre.

Grupo GALP

O Grupo Galp (Galp) concorda, genericamente, com a proposta de isolar os custos a suportar pelos CURR e, em último caso, pelos clientes em mercado regulado e pela UGS II, com a aquisição de gases de origem renovável (GOR).

A Galp realça que não é expectável que o CURG realize aquisições de GOR especificamente para os CURR, porque nos termos do DL 62/2020, o CURG realizará aquisições para suprir o conjunto das suas necessidades de aprovisionamento para o fornecimento de GOR a todos os agentes.

A GALP pretende que seja criada uma nova atividade para o CURG, onde serão reconhecidos os fluxos financeiros que derivam da aquisição de GOR e da sua venda, nos termos do DL nº62/2020. Apesar de esta nova atividade não dever estar sujeita a um regime de proveitos permitidos a recuperar junto dos clientes de gás, sendo atribuída, por disposição legal, a uma empresa sujeita a regulação económica, não poderá deixar de ser monitorizada pela ERSE de forma a ser garantido o equilíbrio económico-financeiro previsto na licença de comercialização atribuída ao CURG.

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

A GALP considera, também, que os custos eficientes de funcionamento afetos à função de compra e venda de gases de origem renovável deverão corresponder aos custos da atividade que propõem criar (designada por ACVGOR), na proporção das quantidades fornecidas aos CURr. Segundo a Galp, os comercializadores em regime de mercado não irão suportar nenhum custo de funcionamento com a ACVGOR (pois, conforme enquadramento legislativo, o gás será adquirido ao preço médio do Mibgás), defendendo que alocar à tarifa de Energia dos CURr parte destes custos, deixaria os clientes em mercado regulado em desvantagem face aos de mercado livre.

A Galp refere, igualmente, que a ERSE deve passar a reconhecer os custos associados à Atividade de Compra e Venda de Gás Natural para fornecimento aos CURr do CURG, para além dos associados ao GL-UAG. O não reconhecimento desses custos coloca, segundo a Galp, a empresa numa situação de crónico desequilíbrio económico-financeiro que não poderá manter-se.

Finalmente, a Galp propõe que seja clarificado no novo RT que o CURG apenas é responsável por assegurar o aprovisionamento de GOR a comercializadores até ao limite da quota mínima que venha a ser estabelecida.

DECISÃO DA ERSE

Na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, a ERSE propôs a introdução no Regulamento Tarifário, de um conjunto de disposições que permitisse o cumprimento da legislação,

nomeadamente através da adequação da figura do CURg como facilitador de mercado para a aquisição e venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono.

As propostas tiveram como principal alteração a criação de uma nova função ao nível da atividade de Compra e Venda de gás para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhistas.

Essa nova função, designada de função de Compra e Venda de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhistas, deverá acomodar os custos com a aquisição de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, para fornecimento aos Comercializadores de último recurso retalhistas, valorizado aos preços de referência diários do MIBGAS, bem como os custos eficientes de exploração afetos a esta função aceites pela ERSE, estes determinados em função da percentagem de gases de origem renovável vendida ao mercado regulado.

Aceitando a proposta do Conselho Tarifário e da Galp, clarificou-se que os custos relativos ao aprovisionamento de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono para os Comercializadores de último recurso retalhistas decorrem da aquisição, mais ampla, desses gases para estes agentes e também para os restantes comercializadores com obrigação de incorporação, sendo uma parcela dessa aquisição total.

Relativamente a esta última parcela, e ao contrário do que se pode concluir do afirmado pela Galp, a sua consideração está em conformidade com o procedimento seguido ao nível do custo de aquisição do gás natural, que para além do custo de aquisição da energia, inclui uma parcela associada a outros custos, os quais contemplam, entre outros, os custos de exploração da atividade do Comercializador do SNGN.

Por outro lado, a ERSE criou ao nível dos pedidos de informação a prestar pelo CURg, um conjunto de obrigações de reporte, de modo a monitorizar as atividades do CURg enquanto facilitador de mercado para a aquisição e revenda de gases de origem renovável e, conseqüentemente, monitorizar o seu equilíbrio económico financeiro. Essas necessidades acrescidas de pedidos de informação, plasmadas nos artigos 155.º e 156.º do Regulamento Tarifário colocados a Consulta Pública, permitem monitorizar e validar os custos de aquisição incorridos pelo CURg.

Recorde-se que a recuperação de desvios dos custos ocorridos com o diferencial entre o preço de aquisição dos gases de origem renovável e o preço de referência do MIBGAS, ficam a cargo do CURg e do Fundo Ambiental, tal como foi estabelecido no Decreto-Lei n.º 62/2020, com o objetivo de não onerar os clientes com esta incorporação de gases de origem renováveis nas infraestruturas de rede.

De todo o modo, a ERSE entende que, parte das preocupações/recomendações expressas só poderão ser abordadas numa fase mais avançada, com base em dados mais detalhados.

Relativamente às recomendações para a inclusão no Regulamento Tarifário (RT) de uma cláusula que limitasse as aquisições do CURg de gases renováveis e de baixo teor de carbono, a ERSE concorda e alterou o RT em conformidade, assegurando que o CURg apenas assume o papel de facilitador entre produção e comercialização relativamente à aquisição de gases de origem renovável e dos gases de baixo teor de carbono exclusivamente para o cumprimento das quotas mínimas que venham a ser definidas de acordo com o Decreto-Lei n.º 62/2020.

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

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A produção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono conduz à necessidade de prever a injeção destes gases como ponto de entrada na rede de gás.

Se a injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono ocorrer na rede de transporte, esse ponto de injeção será considerado como um ponto de entrada, ficando sujeito ao pagamento de uma tarifa de uso da rede de transporte a aplicar nesse ponto de entrada. A variável de faturação deve ser a capacidade utilizada na injeção, uma vez que não se pretende aplicar um regime de reserva de capacidade à injeção destes gases. Foi proposto um regime transitório para a definição deste preço enquanto não existir informação detalhada que permita calcular o preço de entrada de acordo com a metodologia de preço de referência estabelecida para a tarifa de transporte aplicada pelo Operador da Rede de Transporte.

Na rede de distribuição a injeção destes gases não implicará a aplicação de uma tarifa uma vez que a tarifa de uso da rede de distribuição não segue o modelo de entrada-saída, sendo todo o seu valor cobrado apenas nos pontos de entrega da rede.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

O CT e a REN concordaram com o tratamento tarifário proposto para a injeção na rede de transporte, incluindo com o regime transitório proposto para este efeito. A REN considerou que a aplicação do modelo

de capacidade utilizada na injeção para a aplicação tarifária pode ser adequada enquanto as capacidades em causa forem de dimensão limitada.

No que respeita à proposta para a injeção de gás na rede de distribuição, a REN considerou que a existência de regimes diferentes consoante a ligação seja à rede de transporte ou à rede de distribuição constitui uma situação de discriminação. Por isso, propõe que o enquadramento deve pressupor que toda a injeção de gás deve ser considerada como sendo entregue no VTP, exigindo por isso o pagamento do preço de entrada na rede de transporte. Consequentemente, o fornecimento posterior deve igualmente ser a partir do VTP, ficando assim sujeito ao pagamento das mesmas tarifas de acesso às redes que a injeção na rede de transporte. Para reforçar o argumento, a REN apresenta como paralelismo o caso do setor elétrico, no qual se implementou o seguinte regime em Portugal: 1) a geração ligada à rede de distribuição está sujeita a uma tarifa de injeção equivalente à tarifa aplicada a produtores ligados ao transporte; 2) a energia injetada no transporte e na distribuição deve ir a mercado (MIBEL), podendo posteriormente ser entregue comercialmente a qualquer cliente ligado à rede elétrica. Adicionalmente, a REN argumenta que a não aplicação de um preço de entrada pelo uso da rede de distribuição corresponderá a uma subsídio desse gás pelos utilizadores que não tenham acesso ao mesmo. Assim, propõe um custo de entrada comum para a injeção de gás, independentemente de ocorrer na rede de transporte ou na rede de distribuição.

DECISÃO DA ERSE

A proposta apresentada em consulta pública mantém-se.

Relativamente aos comentários da REN, apresentam-se as seguintes considerações. Em primeiro lugar, não se considera que exista um tratamento discriminatório, a proposta da ERSE decorre da aplicação direta das metodologias tarifárias em vigor, em que as estruturas tarifárias aplicadas ao transporte (modelo de entrada-saída) e à distribuição (modelo de saída) são objetivamente diferentes. Se na rede de transporte fosse aplicado igualmente um modelo de saída, com a totalidade dos encargos da tarifa de transporte aplicados na saída da rede, também resultariam preços nulos pela injeção na rede de transporte. A introdução de um modelo de entrada-saída na rede de distribuição exige uma reflexão aprofundada devido à sua complexidade, não sendo aconselhável que uma alteração profunda do modelo tarifário em vigor seja efetuada no meio de um período de regulação.

Em segundo lugar, não se considera que a proposta venha causar situações de subsídio cruzada, uma vez que a aplicação do princípio da uniformidade tarifária já pressupõe um certo grau de socialização de custos, independentemente das características específicas das redes de distribuição. Em terceiro lugar, o

paralelismo apresentado com o setor elétrico deve ter em conta que quando Portugal introduziu a tarifa de injeção na rede elétrica o objetivo primordial era a harmonização com o regime aplicado em Espanha. A proposta submetida a consulta pública visa também uma harmonização com Espanha que segue um regime equivalente, isto é, aplicando preços de entrada a produtores de gás apenas quando a injeção ocorre na rede de transporte. A injeção de gases de origem renovável nas redes locais ¹¹ em Espanha beneficia de uma isenção tarifária, através da Circular 6/2020, de 22 de julho ¹². Em quarto lugar, prevê-se que no curto prazo a generalidade desta injeção de gás beneficiará de apoios à produção previstos no Artigo 73.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto. Considera-se que os regimes de apoio à produção poderão eles próprios ter em atenção as realidades diferentes no que respeita ao pagamento de preços de entrada na rede, por exemplo, através da separação dos produtores de acordo com a rede de gás a que estão ligados. Acresce que a ausência de produtores ligados à rede de distribuição também dificulta uma proposta de tarifa de injeção que seja aderente aos custos causados na rede.

Por fim, tendo em conta a preparação do 4.º Pacote Europeu para o gás, que provavelmente irá abordar questões tarifárias para a injeção de gás de origem renovável ou de baixo carbono, considera-se ser mais prudente aguardar pelo novo enquadramento europeu. Assim, a próxima revisão regulamentar no setor do gás, a realizar necessariamente antes do ano gás 2023-2024, representará uma melhor oportunidade para uma reflexão profunda sobre esta temática.

4.1.3 PLANOS DE PROMOÇÃO DA INJEÇÃO DE OUTROS GASES NA INFRAESTRUTURA

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A ERSE propôs incluir, no RT, a possibilidade de os operadores das redes apresentarem à ERSE projetos de promoção da injeção de outros gases na infraestrutura, com o objetivo de criar um quadro claro, transparente e rigoroso, sobre o tipo e as condições em que podem ser aceites estas iniciativas exploratórias. Este mecanismo tem por primordial objetivo a identificação e eliminação das barreiras ao acesso à infraestrutura para a injeção de outros gases.

¹¹ O conceito de “redes locais” em Espanha equivale ao conceito de “redes de distribuição” em Portugal, uma vez que as redes locais em Espanha abrangem as redes não sujeitas à aplicação do [Regulamento \(UE\) 2017/460](#) da Comissão, de 16 de março.

¹² Isenção estabelecida no n.º 3 do artigo 18.º, referente às tarifas de acesso às redes locais. Ver [versão oficial em espanhol](#) e [versão não oficial em inglês](#).

A avaliação e divulgação destes projetos cabe à ERSE, assegurando-se o seu conhecimento por todos os interessados, incluindo os clientes. No que respeita ao reconhecimento dos custos destes projetos em proveitos, foi proposto o reconhecimento de custos ao nível dos proveitos permitidos das atividades de transporte de gás e de distribuição de gás, fora do âmbito das metas de eficiência aplicadas aos custos operacionais.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Genericamente, a proposta da ERSE foi acolhida favoravelmente (CT, REN, Portgás, AGN). Destacam-se os comentários do CT o qual registou positivamente a importância da existência de projetos-piloto que permitam adequar e assegurar a correta implementação e desenvolvimentos necessários ao processo de descarbonização do SNG, nomeadamente, o fomento de iniciativas e de estímulos tendentes a encorajar o incremento da incorporação nas redes de gás natural de gases renováveis e com baixo teor de carbono. A este respeito, o CT recomenda que os projetos a desenvolver sejam avaliados na globalidade do SNG e pelo benefício que aportam, garantindo-se o desejado rigor na avaliação custo-benefício de cada iniciativa e o seu impacto tarifário.

A REN apresenta uma alteração à proposta, sugerindo a criação de um programa anual de candidaturas e a consideração de um montante para promoção de iniciativas e projetos-piloto na vertente da injeção de outros gases na infraestrutura, em possível parceria com os operadores da rede, o setor privado, a Academia, ou outras organizações que procurem contribuir para o desenvolvimento tecnológico de soluções para a transição energética e descarbonização do setor.

A REN Portgás solicita, também, uma clarificação relativa ao tratamento das despesas subjacentes a estes projetos e quais os termos exatos da sua aceitabilidade em termos tarifários, em particular, se as despesas associadas a estes projetos constituirão uma parcela adicional ao modelo de cálculo dos proveitos permitidos.

DECISÃO DA ERSE

Face aos comentários recebidos, a ERSE decide pela manutenção da proposta apresentada, introduzindo no n.º 4 deste artigo a recomendação do CT relativa à informação de avaliação custo-benefício e o seu impacto tarifário.

Importa salientar que o plano de promoção de injeção de gases na infraestrutura é um mecanismo específico cuja aplicação está prevista para os operadores das redes, para o desenvolvimento de projetos que permitam ultrapassar barreiras de acesso à infraestrutura para a injeção de gases renováveis. No que respeita à proposta da REN considera-se que a mesma é de complexa execução, não havendo elementos suficientes, a esta data, que permitam a adoção de um mecanismo concursal como o sugerido. Da experiência da aplicação desta regra, a ERSE espera poder recolher elementos para, num futuro próximo, poder debater novas formas de atuação. De salientar que a proposta da ERSE não impede eventuais parcerias com o setor privado ou outras organizações que procurem contribuir para o desenvolvimento tecnológico de soluções para a transição energética e descarbonização do setor, conforme sugerido pela REN. As propostas de eventuais projetos serão da responsabilidade dos operadores das redes que poderão prever parcerias com outras entidades.

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

4.2 ALTERAÇÕES DE MELHORIA E ATUALIZAÇÃO AO REGULAMENTO TARIFÁRIO

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

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Os mecanismos de atribuição de capacidade nas infraestruturas da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), são previstos no RARII e o detalhe dos procedimentos dessa atribuição estão publicados no Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas (MPAI). As receitas provenientes da atribuição de capacidade nas infraestruturas integram a retribuição pelo uso das infraestruturas prevista no Regulamento Tarifário, nomeadamente as eventuais receitas provenientes da atribuição da capacidade das infraestruturas, em resultado da aplicação de prémios de leilões de capacidade. Os valores referentes aos prémios de leilão de capacidade recebidos pelos operadores de Terminal de GNL, de armazenamento subterrâneo de gás e de transporte de gás poderão corresponder a montantes de tal forma elevados que a sua reversão para a tarifa, a ocorrer por inteiro, pode gerar distorções tarifárias significativas no ano em que são revertidos à tarifa, o que poderia conduzir a tarifas negativas em determinadas atividades.

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

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A proposta foi acolhida favoravelmente pelos contributos apresentados (Conselho Tarifário, Conselho Consultivo REN e Grupo GALP) pois incluem-se no conjunto de mecanismos que contribuem para a estabilidade e previsibilidade tarifárias, desde que estabelecidas de um modo objetivo e transparente, com base em receitas reais, evitando-se qualquer potencial de criação de défices tarifários. Estes contributos realçam que a aplicação deverá atender a algumas questões fundamentais, nomeadamente: i) a não

criação de subsidiações cruzadas, devendo as receitas ser aplicadas nas tarifas da infraestrutura em que foram criadas; ii) que os prazos de diferimento não sejam excessivamente longos, de modo a que os agentes possam também usufruir de parte dos benefícios criados pela receita adicional. Referem, também, que a taxa de juro deve ser coerente com a aplicada nos restantes diferimentos e ajustamentos, ou seja, deverá corresponder à média diária da Euribor a um ano, adicionada de um *spread*.

DECISÃO DA ERSE

A inversão verificada no período mais recente relativamente aos principais pontos de entrada de gás natural em Portugal, fez com que algumas das infraestruturas existentes passassem a ser utilizadas perto da capacidade máxima. Assim, os leilões de atribuição de capacidade dessas infraestruturas têm gerado receitas elevadas com prémios de leilões de capacidade.

A reversão para as tarifas, dos montantes arrecadados com os prémios de leilão de capacidade, a ser efetuada por inteiro no período em que foram obtidos, poderia gerar distorções significativas nas tarifas a aplicar pela utilização de cada infraestrutura. Assim, o mecanismo proposto pela ERSE permite diferir a reversão às tarifas dos montantes recebidos através de prémios de leilão, por um determinado período a fixar pela ERSE, por forma a não perigar a estabilidade tarifária e não causar problemas concorrenciais entre as infraestruturas Portuguesas e as suas congéneres espanholas. A reversão dos prémios de leilão é efetuada ao nível dos proveitos da infraestrutura que os obteve, evitando a subsidiação cruzada entre atividades.

A ERSE entende, tal como os agentes que se pronunciaram sobre a proposta, ser desejável que o período do diferimento da reversão para as tarifas das receitas com os leilões de capacidade seja o mais curto possível, de modo a garantir que os atuais utilizadores dessas infraestruturas possam beneficiar dessas receitas. No entanto, a experiência recente mostrou que os montantes associados a estas receitas podem ter uma amplitude tal, que o seu diferimento num curto período tornaria ineficaz a aplicação desse mecanismo com vista a assegurar a estabilidade tarifária. Assim, o período definido para o diferimento da reversão para as tarifas destas receitas estará associado à dimensão dessas receitas e será definido de modo casuístico e devidamente justificado nas propostas de tarifas submetidas a parecer do Conselho Tarifário.

Enquanto essas receitas não forem devolvidas à tarifa, serão recursos financeiros do operador das infraestruturas em causa. A neutralidade financeira deste mecanismo obriga, deste modo, a que taxa de juro aplicada aos montantes diferidos tenha em conta o risco associado a esses montantes e o período do

diferimento da sua repercussão nas tarifas. A ERSE entende que a definição da taxa de juro a aplicar aos montantes das receitas siga critérios próximos dos aplicados noutras metodologias de natureza semelhante, pelo que não a associará, à partida, à taxa média de financiamento do operador das infraestruturas, como propôs nesta consulta pública.

Contudo, a presente metodologia tem especificidades, designadamente relacionadas com o período de aplicação, que deverão ser tidas em conta na definição dessa taxa de juro, pelo que esta será definida em coerência com o período de diferimento das receitas com os prémios de leilão de capacidade.

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

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

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

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

O CT releva que o regime atualmente em vigor no VIP Ibérico, que depende da ocorrência efetiva de interrupções, cria um quadro de elevada incerteza devido à imprevisibilidade da procura de gás. Por isso, considera que o desconto prévio é sempre preferível, uma vez que possibilita os agentes de mercado a arriscar em contratar capacidade a um preço mais baixo, aumentando assim também a utilização do sistema. Por fim, sublinha que o valor da probabilidade de interrupção deveria depender de dois parâmetros: do horizonte do produto de capacidade e da infraestrutura.

A REN concorda com a generalização dos descontos prévio e posterior aos vários pontos de interface da rede de transporte. É referido que o desconto deve ser passível de ser diferenciado pelo horizonte temporal da oferta e pelas condições em que é gerada. No caso de produtos de horizonte mais longo, a existirem futuramente produtos de capacidade interruptível, a REN refere que o «desconto a aplicar deverá ter em conta o custo para o sistema da aplicação de um modelo de descontos a posteriori, conforme o modelo

previsto no Código de Rede de Tarifas», concluindo que o desconto prévio poderá ser mais indicado para estes horizontes.

DECISÃO DA ERSE

A proposta apresentada em consulta pública mantém-se.

A generalização dos descontos prévio e posterior é a solução que melhor satisfaz a harmonização de terminologia com o Código de Rede de Tarifas. Relativamente à posição do CT, que manifesta uma clara preferência pelo desconto prévio, a ERSE tem mantido contactos bilaterais com o Operador da Rede de Transporte no sentido de aperfeiçoar os estudos de probabilidade de interrupção precisamente com o objetivo de implementar o desconto prévio no VIP Ibérico e no terminal de GNL. Em relação à necessidade de diferenciar o parâmetro da probabilidade de interrupção por horizonte e por infraestrutura, considera-se que a formulação levada a consulta pública contempla essa diferenciação, até porque replica a formulação do desconto prévio no Código de Rede de Tarifas ¹³. As sugestões de alteração de articulado avançadas pela REN foram acolhidas ¹⁴.

4.2.3 PREÇOS DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Nos termos do artigo 55.º, n.º 8 do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, a ERSE deve elaborar, anualmente, um relatório indicando os preços recomendados para o fornecimento de gás em BP, os quais resultam da soma das tarifas de acesso às redes, tal como definidas no Regulamento Tarifário, com os custos de referência da atividade de comercialização e com os custos médios de referência de aquisição de gás, com o objetivo de estabelecer uma referência para os consumidores, e tendo em vista o apoio dos referidos consumidores na contratação do fornecimento de gás.

¹³ Artigo 16 do [Regulamento \(UE\) 2017/460](#) da Comissão.

¹⁴ A REN sugeriu eliminar os pontos n.º 6, 7 e 8 do artigo 130.º, uma vez que já se encontram contemplados no novo artigo 130.º-A. A empresa sugeriu ainda uma melhoria na definição do desconto prévio, indicando que a probabilidade de interrupção deve estar balizada entre os valores de 0 e 1.

Desde o ano gás 2014-2015, que a ERSE apresenta a evolução do preço médio de referência de venda a clientes finais, em AP, MP, BP> e BP< ¹⁵, conceito este que é idêntico ao estabelecido no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

Com a criação do artigo 16.º-A, a ERSE pretendeu apenas clarificar o conceito de preço médio de referência de venda a clientes finais servindo o mesmo para efeitos do cumprimento da obrigação de publicação dos preços recomendados de forma a criar coerência entre ambos os conceitos.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

O CT recomenda que a publicação do preço de referência seja sempre acompanhada de um contexto explicativo temporal, de forma a não causar perturbações ao normal funcionamento de um mercado muito dependente das condições de venda de gás em mercado grossista. O CT refere também que a ERSE deveria clarificar no RT se a publicação deste preço de referência será realizada previamente com base nas suas expectativas de preços (numa lógica indicativa), ou posteriormente com base em preços de mercado verificados (numa lógica de análise), privilegiando o CT esta última hipótese. Adicionalmente, o CT alerta que esta informação poderá potencialmente induzir os consumidores em erro, pelas eventuais divergências entre este preço de referência e os preços em prática em regime de mercado, o que deverá merecer uma atenção especial por parte da ERSE no estabelecimento da metodologia de publicação.

A Endesa refere que, sem prejuízo desta obrigação decorrer da lei, a sua aplicabilidade não se afigura evidente, nomeadamente quanto à utilidade para os consumidores desta informação. Nesse sentido, salientam que se deverá acautelar a adequação destes preços de referência de venda a clientes finais com a restante informação disponibilizada e estandardizada pela ERSE junto dos clientes, nomeadamente, os simuladores para a comparação de ofertas de energia, as publicações trimestrais dos Boletins das Ofertas Comerciais, e até com a própria tarifa de venda a clientes finais (TVCF).

A EDP Gás SU está inteiramente de acordo com a proposta da ERSE de criação de um artigo para clarificar o conceito de preço recomendado visando a coerência e cumprir com o pedido no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto. Também a EDP Comercial e EDP Energias acolhem a proposta positivamente, afirmando que permite clarificar o conceito de preço recomendado.

¹⁵ Ver [Capítulo 6.3](#) do Documento “Tarifas e preços de gás natural para o ano gás 2020-2021”

DECISÃO DA ERSE

A proposta apresentada em consulta pública mantém-se.

A ERSE ao publicar a informação do preço médio de referência de venda a clientes finais, em AP, MP, BP> e BP<, desde o ano gás 2014/2015, apresenta uma informação baseada em previsões, para os diferentes níveis de pressão. A informação referida é resultado da soma dos preços médios aditivos, sem qualquer fator de agravamento nos diferentes níveis de pressão e tem como objetivo dar a conhecer aos diversos agentes de mercado a evolução da estrutura do preço médio das tarifas aditivas de venda a clientes finais, numa perspetiva de futuro.

De salientar que a ERSE também disponibiliza informação numa lógica de análise, com base em preços de mercado verificados em cada nível de pressão, através do Boletim “Comparação de preços gás natural Eurostat”¹⁶, em que publica os preços médios praticados nos semestres anteriores. Adicionalmente, também numa lógica de análise a ERSE publica trimestralmente os Boletins das Ofertas Comerciais com uma caracterização das ofertas comerciais de gás natural em BP<.

Face ao exposto, visando dar cumprimento à imposição legal da publicação de um relatório indicando os preços recomendados para o fornecimento de gás em BP, a ERSE continuará a publicar esta informação anualmente no documento de tarifas e preços de gás, que é sujeito a consulta do Conselho Tarifário. Pretende-se, ainda, manter as análises com base em preços médios verificados em linha com as sugestões apresentadas.

4.3 TRANSPORTE DE GNL EM CISTERNA

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A proposta da ERSE submetida a consulta pública pode sistematizar-se nos seguintes pontos:

- Transferência das disposições regulamentares sobre este tema do RRC-GN e do Manual de Procedimentos da Gestão Logística das UAG para o Regulamento Tarifário, com uma nova organização e sistematização das disposições.

¹⁶ Boletim “Comparação de preços gás natural Eurostat – 1.º semestre de 2020”. Ver [Figura 2](#) “Evolução de preços de gás natural dos consumidores domésticos em Portugal, Espanha, UE e AE” e [Figura 19](#) “Evolução dos preços dos consumidores não-domésticos, por nível de pressão (sem IVA)”

- Colocação em discussão sobre a aplicação do mecanismo de perequação, designadamente o seu âmbito, ou seja, a sua aplicação às UAG privadas, solicitando aos agentes que se pronunciem sobre a oportunidade de não incluir as UAG privadas no mecanismo de perequação de custos.
- Aprovação da metodologia em momento separado do exercício tarifário, sob proposta do operador da rede de transporte.
- Clarificação dos agentes que suportam os custos que excedem os custos máximos aprovados.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Nos parágrafos seguintes sistematizam-se os comentários recebidos de acordo com quatro principais tópicos da proposta de ERSE submetido a consulta pública.

Sistematização das disposições regulamentares

Verificaram-se poucos comentários relativamente à transferência e sistematização das disposições sobre este tema no RT, destacando-se a concordância do Conselho Tarifário.

UAG privadas

Verificou-se um elevado número de comentários sobre a discussão suscitada sobre a possibilidade de não incluir no mecanismo de perequação das UAG privadas, a sua quase totalidade rejeitando esta hipótese.

O Conselho Tarifário recomenda que numa próxima revisão regulatória ordinária, e com recurso a uma série mais alargada de dados, a ERSE "(...) reabra esta discussão para uma decisão mais fundamentada do ponto de vista económico que deverá, em qualquer caso, atender aos princípios de equilíbrio regional que também estiveram na base da decisão oficial de investimento nestas infraestruturas.”.

A AGN Considera extemporânea a alteração a meio do período regulatório e alerta que existem investimentos privados com decisões tomadas que devem poder manter as premissas que estiveram na base desses investimentos.

A Dourogás apresenta um alargado contributo sobre este tema, manifestando-se contra a hipótese de se excluir as UAG privadas do mecanismo de perequação, referindo que se estaria a fomentar as desigualdades, desfavorecendo territórios onde não chega a rede de gás, territórios que tradicionalmente são desfavorecidos em várias componentes. Refere ainda a Dourogás que, nos territórios onde existem as UGA, não é possível encontrar alternativas ambientalmente adequadas.

A Galp considera que o mecanismo em vigor se deve manter, evitando distinguir clientes indústrias abastecidos por UAG privadas e UAG de ORD. Lembra ainda a Galp que os custos associados à perequação são de reduzida expressão. Finalmente, a empresa refere que decorrem tipicamente três anos entre o início de decisão de implementação e o início de fornecimento, pelo que importa acautelar decisões de investimento já tomadas.

A REN considera que se devem manter no mecanismo de perequação as UAG privadas e que se a opção fosse acabar a perequação, que então tal deveria suceder para todas as UAG. Alerta ainda a empresa que a exclusão das UAG privadas (que representam atualmente quase 50% do total das UAG) poder conduzir a um aumento significativo do preço do gás para esses clientes.

Metodologia de cálculo do custo máximo aceite

O Conselho Tarifário concorda com a proposta da ERSE.

A Galp lembra que a última revisão da metodologia ocorreu em 2020, pelo que considera preferível manter a fórmula vigente, reabrindo a discussão no último ano do período de regulação, incorporando os novos dados que resultam do transporte de GNL por ferrovia. O comentário da AGN é no mesmo sentido.

A REN valoriza a existência de uma metodologia estável e conhecida *a priori* dos agentes.

Custo acima do custo máximo

O Conselho Tarifário concorda que os custos que excedam o custo máximo definido pela ERSE não devem ser considerados, prática habitual da procura do custo eficiente. Todavia, o Conselho Tarifário alerta para que esta situação não pode ser aplicada ao CURG, uma vez que se trata de uma entidade estritamente regulada, cujos custos são aprovados pela ERSE, sendo-lhe vedada a possibilidade de criação de qualquer margem comercial para fazer face a sobrecustos, ao contrário dos agentes em regime de mercado. Refere ainda o Conselho Tarifário que o CURG não tem possibilidade de recusar fornecimentos a UAG para as quais os preços de transporte rodoviário excedam o custo máximo aprovado, nos termos da sua licença e da própria natureza de comercialização de último recurso. Por último, refere ainda o Conselho Tarifário que os custos dos contratos para transporte de GNL do CURG se formam em condições concorrenciais.

DECISÃO DA ERSE

A ERSE toma boa nota, e agradece, os vastos comentários recebidos sobre as UAG privativas e concorda que a discussão poderá voltar a ser considerada em próxima oportunidade, eventualmente antes do início do período regulatório.

No que respeita à metodologia para fixação do custo máximo, e tendo presente os comentários recebidos, a ERSE considera preferível antecipar a discussão ao início do período regulatório, até porque já será possível ter em consideração os dados que resultam da utilização da ferrovia. Todavia, alarga-se o prazo para apresentação de proposta para cinco meses, permitindo um período superior para consulta aos comercializadores e para que se tenha mais informação do transporte por ferrovia.

O custo máximo para transporte de GNL em cisterna que resulte da metodologia e parâmetros fixados pela ERSE deve ser entendido como o custo eficiente, pelo que a ERSE mantém a sua proposta no sentido deste custo não ser aceite para inclusão no cálculo de tarifas reguladas. A metodologia e parâmetros aprovados pela ERSE terão certamente em consideração, como tem sucedido, os custos que resultam dos contratos estabelecidos pelo GL-UAG, designadamente por terem sido estabelecidos em regime concorrencial. Este facto conduzirá a que o sobrecusto seja, neste caso, tendencialmente nulo¹⁷.

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

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

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

¹⁷ Deve destacar-se que os últimos contratos estabelecidos pelo GL-UAG, em que foi incluído o modo ferroviário, contribuíram para a diminuição de custos com o transporte de GNL em cisterna. Esta situação, conjuntamente com a revisão de fórmula e parâmetros feita pela ERSE, tem conduzido a que desde outubro de 2020 que não exista sobrecusto.

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

Os objetivos de política energética europeia e nacional, recentemente estabelecidos, e os sinais de crescimento nos objetivos de investimento dos operadores das redes, justificam que se questione esta prática e a ERSE decidiu aproveitar a presente Consulta Pública para o fazer.

Existem incertezas quanto ao ritmo com que a transição energética para que seja possível atingir uma sociedade neutra em carbono em 2050 irá ocorrer. No entanto, as opções políticas apontam para uma redução significativa do consumo doméstico dentro de 20 anos, com a utilização do gás natural a ser privilegiada como reserva da segurança da produção elétrica de origem renovável e em aplicações industriais específicas.

Neste novo contexto, o reconhecimento dos custos com a alteração das instalações de utilização de gás natural de clientes domésticos no momento da sua ligação à rede pode consubstanciar um sinal económico desajustado ao nível desse segmento de consumo, podendo igualmente pôr em causa a sustentabilidade económica do setor do gás para os utilizadores futuros.

Nesse sentido, a ERSE questiona sobre o tratamento a dar no futuro próximo ao atual reconhecimento dos custos com as alterações das instalações de utilização dos clientes no momento da sua ligação à rede de gás natural, pretendendo recolher contributos:

- a) quanto ao modo como a regulação deverá assumir uma posição de neutralidade tecnológica entre vetores energéticos neste domínio; e
- b) sobre o ritmo que deverá ser imposta à redução dos montantes unitários máximos que atualmente são reconhecidos pela ERSE para os referidos custos.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Conselho Tarifário

Recomenda que esta questão seja mais aprofundadamente reavaliada com a futura introdução de gases de origem renovável e/ou baixo teor de carbono, que poderá alterar o paradigma relativo ao número e custo das intervenções para adaptação das instalações consumidoras.

GGND

Manifesta a sua preocupação sobre esta situação que se pode materializar numa verdadeira ameaça para o SNG, colocando em risco a sua própria sustentabilidade, entendendo ser fundamental para o necessário equilíbrio do sistema que a regulação mantenha o atual quadro que, de facto, não fere a neutralidade tecnológica entre vetores energéticos que a ERSE pretende assumir.

Neste contexto, a manutenção do atual enquadramento pressupõe que não seja considerado ou imposto qualquer ritmo de redução quanto aos montantes unitários máximos que são reconhecidos pela ERSE para os referidos custos, que são inferiores aos preços reais de mercado desta atividade. Qualquer avaliação sobre a evolução do setor do gás natural e dos gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono deverá, pelo menos, aguardar pelo desenvolvimento das políticas e medidas previstas que permitam esclarecer as alterações do setor energético.

Neste sentido, é aconselhável que se admita um período de transição que corresponde ao período de aprendizagem que será necessário para assegurar os objetivos da desejada neutralidade carbónica, nomeadamente quanto à injeção nas infraestruturas de distribuição de gases de origem renovável e de gases de baixo teor de carbono.

Antecipar qualquer decisão com caráter tão estruturante, poderá gerar efeitos perversos e hipotecar a viabilidade e sustentabilidade de todo o Sistema Nacional de Gás com consequentes e elevados custos sociais e económicos.

Grupo GALP

Referem que não discordando do princípio da “tendência do enquadramento regulamentar para a neutralidade”, deixando que a escolha entre vetores energéticos reflita o real custo de cada um, sem subsídio, consideram que, numa lógica de defesa da sustentabilidade do SGN, este deverá ser um processo evolutivo, não sendo tomados passos disruptivos. Retomando os princípios de estabilidade e previsibilidade regulatória, recomendam que os princípios quantitativos para estas intervenções, aprovados na última revisão do RT, sejam mantidos durante o período regulatório em curso, devendo ser objeto de reanálise no momento de preparação da próxima revisão ordinária, a qual deverá ser acompanhada por uma discussão alargada a todos os *stakeholders*.

REN

Sugere-se uma análise cuidada do custo benefício das alterações a introduzir e a apresentação de uma proposta durante o processo de auscultação que usualmente ocorre antes de cada período regulatório.

REN Portgás

A matriz dos consumidores em Portugal carece ainda de desenvolvimento de instalações recetoras de gás no edificado, criando alternativa à eletricidade ou outras fontes, sendo que apenas cerca de 30% dos edifícios detêm instalações de gás. A caracterização da maioria dos edifícios em Portugal requer ainda o desenvolvimento de infraestruturas de distribuição de gás face à sua época de construção, potenciando desta forma a criação de alternativas energéticas efetivas para os consumidores, garantindo a possibilidade de seleção.

As infraestruturas de gás, caracterizadas por uma rede capilar e extensa, que possibilita a distribuição de energia a vários tipos de consumidores, podem ser facilmente adaptadas para distribuírem hidrogénio, evitando que estes ativos se tornem ociosos, desvirtuando o princípio mutualista de um sistema tarifário atualmente sustentável, implicando eventuais aumentos tarifários para os utilizadores do setor não doméstico, em que este vetor energético apresenta com frequência impacto significativo nos custos operacionais.

Sonorgás

Comenta que o setor ainda não se tornou maduro, estando em lento progresso. O gás natural revela-se uma solução energética que podendo não ser a ideal é a melhor nestes locais, sendo a única alternativa às soluções de energia tradicionais.

A oportunidade da alteração que se aventou no documento não poderia ser mais desadequada, não só pelo momento que o País atravessa, mas sobretudo quando estamos muito longe da motivação que adiantam como móbil dessa mudança.

Conselho Tarifário e REN

Sugerem que esta questão seja reavaliada atempadamente na preparação do próximo período regulatório, com a avaliação das consequências e impactes no mercado no SNG, na sustentabilidade dos ativos de distribuição e na operação dos ORD.

Conselho Tarifário, REN Portgás, REN e Sonorgás

Entendem como desejável adiar a discussão do tema proposto para uma fase de menor incerteza e de maior robustez e conhecimento do atual quadro legal aplicável ao SNG, bem como da completa definição da política energética nacional e do respetivo quadro regulamentar.

AGN, Conselho Tarifário, REN Portgás, REN e Sonorgás

Consideram que os preços de referência, definidos como valores máximos reconhecidos para efeito de remuneração, deveriam ser definidos para o período regulatório, para conferir estabilidade e previsibilidade aos planos de investimento plurianuais dos ORD.

DECISÃO DA ERSE

A ERSE agradece os comentários recebidos e compreende o sentido geral dos comentários apresentados dos participantes na Consulta Pública. Tomando boa nota dos contributos apresentados, não irá introduzir alterações no Regulamento Tarifário.

Contudo, considera relevante ter lançado esta discussão neste momento alertando para a necessidade de garantir o alinhamento entre, por um lado, os objetivos de política energética que são fundamentais para garantir a descarbonização e, por outro, as propostas de crescimento do investimento dos operadores de rede nas instalações dos consumidores domésticos.

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

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

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

Em maio de 2020, a ERSE colocou a consulta pública (Consulta Pública n.º 89) uma proposta de regulamentação complementar, que permitisse operacionalizar o incentivo para a aquisição de gás natural

em mercado pelo CURg, previsto no nível dos artigos 99.º e a sua publicação encontra-se prevista no n.º 4, do artigo 122.º, do Regulamento Tarifário do setor do gás natural, em vigor.

Na Consulta Pública n.º 89, não ficaram claros, para os *stakeholders*, os benefícios associados à aplicação deste mecanismo, pelo que a ERSE não lhe deu seguimento.

Na presente Consulta Pública a ERSE propôs pontuais alterações ao nível do Regulamento Tarifário que permitem uma maior eficácia na aplicação de um mecanismo o qual, clarifica-se, não foi proposto.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Conselho Tarifário, Grupo GALP, EDP e AGN

O sentido das respostas do Conselho Tarifário, mas também do Grupo GALP, EDP e AGN, é contra a criação do incentivo.

São referidos alguns aspetos que justificam a posição, i) diminuição do mercado regulado, com previsão da extinção das tarifas transitórias em 2025; (ii) a operação no MIBGAS e contratação de capacidade pelo CURG; (iii) a efetiva capacidade negocial do CURG; (iv) e questões concorrenciais, face à capacidade do CURG em recuperar custos na tarifa, situação não reprodutível no regime de mercado.

Considera-se que o CURg teria de dispor de meios próprios especializados para acompanharem de forma estreita os volumes transacionados e os potenciais impactos da sua atividade de compra nos preços praticados.

Os contributos referem que a proposta apresentada mantém o sentido da última proposta apresentada a consulta, continuando a não ser claro como funcionaria o mecanismo, sobretudo no que respeita à passagem dos desvios negativos para a UGS a pagar por todos os clientes do setor.

Estes contributos não reconhecem méritos à proposta da ERSE de reintroduzir uma questão que, há menos de um ano, foi analisada e julgada inadequada, pois não é apresentada fundamentação inovadora que justifique a necessidade da proposta e/ou esclareça as dúvidas então colocadas.

Em suma, recomendam que este mecanismo não seja incluído na fixação do texto final do RT.

DECISÃO DA ERSE

Os comentários do Conselho Tarifário, e os dos agentes que se pronunciaram, podem repartir-se consoante: i) questionam a existência do incentivo no Regulamento Tarifário; ii) se debruçam sobre as alterações propostas na presente consulta pública 96 à forma como os valores do mecanismo que suporta o incentivo são recuperados nas tarifas reguladas; iii) se referem ao mecanismo que suporta o incentivo, cuja implementação está dependente da publicação de subregulamentação.

Relativamente às questões relacionadas com a definição no RT de um incentivo à aquisição eficiente de gás natural em mercado pelo CURg, a lei não só prevê as diferentes modalidades de aquisição de gás natural pelo CURg, como consagra expressamente que deve ser assegurado, em qualquer caso, que o respetivo preço seja o mais baixo de entre os praticados na data da aquisição (artigo 63.º, n.º 4 do Decreto-Lei n.º 62/2020 e artigo 70.º do Regulamento das Relações Comerciais do gás natural, com equivalência nas normas legais ou regulamentares que substituem ou atualizam).

Nos termos da lei, cabe ainda à ERSE estabelecer incentivos para a progressiva aquisição de gás natural pelo comercializador de último recurso grossista em mercado (artigo 63.º, n.º 6 do Decreto-Lei n.º 62/2020 com paralelo no revogado artigo 42.º do Decreto-Lei n.º 140/2006)¹⁸.

Em suma, a aplicação por parte da ERSE de um incentivo que promove as compras em mercado por parte do CURg, sempre que este apresente um preço mais baixo, não é uma possibilidade prevista entre outras opções pela legislação, mas constitui, pelo contrário, uma obrigação legal, que já existia no Decreto-Lei n.º 140/2006 e se mantém com ligeiras alterações no DL n.º 62/2020, de 28 de agosto.

Deste modo, após a publicação do DL n.º 62/2020, o Regulamento Tarifário também deve manter a referência ao incentivo para aquisição em mercado de gás natural por parte do CURg, mantendo, assim, uma habilitação regulamentar compatível com a lei. Se e quando oportuna a subregulamentação do mecanismo, a ERSE apresentará uma nova proposta a consulta pública, proposta essa que considerará os comentários da consulta anterior bem como a evolução subsequente.

¹⁸ Sobre eventuais incompatibilidades entre as obrigações contratuais do CURg e este incentivo, refira-se que em função do estabelecido na lei e na regulamentação por esta habilitada, as disposições contratuais poderão ter de ser ajustadas. Com efeito, os negócios jurídicos celebrados não podem dispor contra as disposições normativas (cf. artigo 294.º do Código Civil, que constitui um princípio geral de Direito).

A alteração concreta levada a consulta pública sobre a forma como o valor do mecanismo que suporta o incentivo é recuperado pelas tarifas reguladas, e que subentende a alteração dos artigos 99.º e 100.º, tem a dupla virtualidade de evitar distorções na tarifa transitória de energia (aplicável apenas ao decrescente número de consumidores de gás natural que são clientes dos CURr), e de socializar o mecanismo, em coerência com os benefícios do incentivo que extravasam o mercado regulado.

Os ganhos e perdas associados ao mecanismo, quando for criado, seriam, assim, repartidos por todos os consumidores, de mercado e regulado, através da tarifa UGS, tendo um impacto diminuto para o desenvolvimento do mercado, porque a legislação não permite no caso do gás natural que os consumidores do mercado possam regressar à tarifa transitória de venda a clientes finais regulada.

É de realçar que a inclusão de desvios, positivos ou negativos, relacionados com a aplicação do incentivo na parcela II da tarifa de UGS, seguiria a prática atual de incluir os desvios da atividade de Compra e Venda de gás na rubrica de sustentabilidade e que o incentivo será sempre, pelas suas características, um valor diminuto desse ajustamento. Em suma, importa diferenciar o importante valor dos benefícios do incentivo, que resultaria de uma maior aproximação do preço do gás natural adquirido pelo CURg ao praticado no mercado, ao valor do mecanismo, propriamente dito, que seria sempre residual face ao das compras de gás natural.

A ERSE mantém a proposta de alteração do regulamento tarifário associada a este tema, reiterando que a operacionalização do mecanismo pressuporá sempre uma subregulamentação específica precedida de consulta.

No que diz respeito à implementação do incentivo, através de um mecanismo específico, dependente da publicação de subregulamentação, os comentários agora recebidos reiteram as dúvidas levantadas na anterior Consulta Pública n.º 89, que encerrava uma proposta de diretiva com o incentivo e uma alteração ao RT.

Acresce que, embora o incentivo não visasse, como objetivo final, o avanço do mercado ibérico do gás natural, reconhece-se, como externalidade positiva, a sua importância para esse fim. Em particular, com o recente arranque, a 16 de março de 2021, da negociação de produtos de gás natural com entrega em Portugal, a ERSE entende que uma futura implementação do incentivo poderá ser mais um contributo para a criação de liquidez na negociação de produtos com entrega no VTP em Portugal.

Nesta consulta, os agentes não se pronunciaram, nem poderiam, sobre uma proposta de mecanismo, que não foi apresentada, nem será implementado no seguimento da mesma, estando apenas em discussão a pontual alteração ao Regulamento Tarifário que, tal como anteriormente, habilita a sua criação, o que resulta da lei.

4.6 OUTROS TEMAS

4.6.1 GÁS DE OPERAÇÃO DO ORT

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O processo de revisão regulamentar, envolveu propostas de alteração do Regulamento da Operação das Infraestruturas (ROI) e do Manual de Procedimentos da Operação das Infraestruturas (MPGTG), que entre outros temas prevê a transição do modelo de balanço da rede transporte para um modelo baseado no mercado organizado. Nesse âmbito, está prevista a necessidade de o operador da rede de transporte adquirir gás de enchimento da rede transporte, isto é, a aquisição do volume de gás correspondente ao nível de *linepack* necessário ao normal funcionamento da RNTG. Este gás “residente” faz parte do gás de operação e é a quantidade de gás que se acumula na rede transporte, respeitando a fiabilidade e segurança da operação e interoperabilidade desta infraestrutura com as adjacentes. Esse gás deverá ser adquirido de acordo com os procedimentos da proposta de alteração do ROI e do MPGTG.

A proposta levada a consulta pública previu ao nível do Regulamento Tarifário, que o custo de aquisição deste gás é reconhecido para efeitos tarifários, como um ativo a ser remunerado no âmbito dos ativos da atividade de transporte do gás.

Adicionalmente, também está prevista a aquisição de gás de operação designado de extensão de gás de operação, que poderá ser utilizado para fornecimento de serviços de compensação da rede e/ou para a gestão operacional integrada das infraestruturas que compõe o SNG. A proposta levada a consulta pública, previa que o gás adquirido para esse fim sê-lo-á ao abrigo das disposições de neutralidade, ou seja, o seu custo deve ser repercutido nos agentes de mercado utilizadores da rede de transporte por ser considerado um custo da atividade de compensação da RNTG

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Conselho Tarifário e Dourogás SGPS

Tanto o Conselho Tarifário, como a empresa Dourogás, consideram que há necessidade de clarificar a forma de recuperação dos custos associados ao gás de operação, uma vez que se o seu objetivo é prestar serviços de compensação da rede, os custos deveriam ser refletidos no preço desses mesmos serviços e pagos pelos agentes que os contratassem. Estes contributos realçam a posição da ERSE de que o custo com a aquisição deste gás seria repercutido nos agentes de mercado utilizadores da rede de transporte, que na prática são todos os agentes de mercado, independentemente de contratarem ou não os já mencionados serviços de compensação da rede.

Relativamente à alteração das normas de reporte de informação da atividade de transporte de gás, de forma a incluir informação quanto aos custos associados à aquisição de gás de enchimento, o CT concorda com a proposta apresentada pela ERSE.

DECISÃO DA ERSE

O gás de extensão, tal como definido no ponto 4.3 do documento justificativo do ROI e do MPTG, corresponde a uma ferramenta de operação que atualmente consiste numa quantidade de gás cedida pelos agentes de mercado e localizada nas várias infraestruturas da RNTIAT. Nos novos moldes, esta quantidade é adquirida pelo GTG com os seguintes propósitos: 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.

A utilização deste gás de extensão para este último fim (compensação da rede) fica sujeito a aprovação da ERSE de acordo com os artigos 34.º e 43.º do ROI, após proposta do GTG. A proposta passa pela mobilização desta extensão do gás de operação ser valorizada ao preço do mercado organizado e repercutida como custo ou receita nos encargos de compensação, sendo que estes encargos são posteriormente refletidos nos agentes de mercado.

Já os encargos com a aquisição pelo GTG da extensão do gás de operação, refletir-se-ão nos proveitos da atividade de gestão técnica global, fora da base de custos sujeita a metas de eficiência desta atividade, por esse gás ser utilizado por este operador como ferramenta de gestão operacional da RNTIAT. As normas de

reporte da informação da atividade de gestão técnica global passarão a identificar os encargos com a aquisição e alienação das existências de gás de extensão de operação.

4.6.2 MARGEM DE COMERCIALIZAÇÃO – REMUNERAÇÃO DO FUNDO DE MANEIO

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

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

Até à data, a metodologia aplicada pela ERSE não incluiu nenhum incentivo explícito à gestão eficiente das necessidades de fundo de maneiio. Com o prolongamento da vigência das tarifas transitórias de venda a clientes finais aos consumidores em baixa pressão até 31 de dezembro de 2025, decorrente da publicação da Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, a ERSE entendeu justificar-se a aplicação de um procedimento que limite os impactes para o sistema decorrentes do alargamento, de forma não controlada, dos períodos de recebimento e de pagamento das necessidades de financiamento.

Neste sentido, a proposta colocada a consulta pública permite aplicar critérios de racionalidade económica a todas as rúbricas da atividade de comercialização.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Conselho Tarifário

Reconhece aspetos positivos que podem ser associados à nova metodologia, referindo, no entanto, que estas alterações surgem num ano particularmente difícil, que levou a ERSE a implementar medidas excecionais no contexto da pandemia COVID19 que impediram os CURRs de atuar sobre a dívida dos seus clientes, aumentando os Prazos Médios de Recebimento (PMR) e, naturalmente, as suas necessidades de fundo de maneiio.

O Conselho Tarifário (CT) considera positiva a desagregação entre o valor dos recebimentos e dos pagamentos, passando a ser possível tratar ambos de forma separada. No entanto, e da mesma forma que

se introduz uma restrição ao diferencial entre o PMR e o PMP (Prazo Médio de Pagamento), que não pode ser negativo, considera o CT que a mesma restrição deve ser aplicada aos próprios pagamentos e recebimentos, impossibilitando que a diferença entre ambos, por rubrica, possa ser considerada para efeitos do cálculo, sempre que seja negativa. Assim, sugere que a ERSE inclua uma restrição adicional na expressão proposta para o cálculo da remuneração do fundo de maneiio, que permita apenas a aplicação da fórmula quando cada rubrica de recebimentos for superior à respetiva rubrica de custos. Em paralelo, dá nota que na fórmula proposta são consideradas as rubricas relativas às receitas e custos resultantes da aplicação das tarifas de UGS, URT e URD, devendo incluir também a do OLMC.

EDP Gás SU e EDP

As empresas do Grupo EDP reconhecem como positiva a desagregação entre o valor dos recebimentos e dos pagamentos no sentido de permitir a aplicação do PMR aos recebimentos e do PMP aos pagamentos. Reconhecem, igualmente, como positiva a desagregação entre o valor dos recebimentos e dos pagamentos no sentido de permitir a aplicação do PMR aos recebimentos e do PMP aos pagamentos. No entanto, à semelhança da restrição imposta relativamente ao diferencial entre o PMR e o PMP, a qual não pode ser negativa, também deveria ser considerada a mesma restrição no que diz respeito à diferença entre o valor dos recebimentos e pagamentos, que rubrica a rubrica também não deveria ser negativa. Segundo estas empresas, não faz sentido ter uma margem negativa, ou seja, pagamento ao sistema.

Relativamente à limitação do diferencial entre o PMR e o PMP a 90 dias, justificado como um incentivo à gestão eficiente das necessidades de fundo de maneiio, referem que esta será imposta às empresas num ano particularmente difícil em que estas se viram, muitas vezes, impossibilitadas de gerir esses prazos. Assim, consideram que esta limitação do diferencial entre o PMR e o PMP, a 90 dias, não deveria ser imposta.

Finalmente, referem que na fórmula de cálculo da remuneração do fundo de maneiio são consideradas as rúbricas relativas aos rendimentos e gastos com a aplicação das tarifas de UGS, URT e URD, faltando, aparentemente, as rúbricas referentes à tarifa do OLMC.

Quanto à introdução, na fórmula de cálculo da remuneração do fundo de maneiio, da percentagem do IVA, estas empresas afirmam que esta parece adequada, uma vez que os pagamentos e recebimentos são efetivamente concretizados com IVA.

DECISÃO DA ERSE

A tarifa do OLMC não foi incluída conjuntamente com as restantes tarifas na revisão da fórmula de cálculo da margem de comercialização por lapso, tendo esta situação sido corrigida na versão final do Regulamento Tarifário (RT).

Relativamente ao tema da limitação do diferencial entre o PMR e o PMP a 90 dias, tal como suprarreferido, o mesmo foi introduzido por necessidade de harmonização dos procedimentos relativos às diferentes rúbricas de gastos. Recorde-se que o RT não apresentava um procedimento que impedisse uma gestão ineficiente das necessidades de fundo de maneiio ou limitasse os impactes para o sistema decorrentes do alargamento, de forma não controlada, dos períodos de recebimento e de pagamento das necessidades de financiamento. Desta forma, a remuneração das necessidades de fundo de maneiio constituía a única rúbrica de gastos da atividade de comercialização não sujeita a um princípio de gestão eficiente. A limitação proposta apenas será aplicada a partir do ano de 2021, sendo expetável, a partir deste ano, um menor impacto das medidas excepcionais adotadas no contexto da pandemia COVID-19.

A ERSE admite o princípio de que a remuneração da margem de comercialização não pode ser negativa. Neste sentido, concorda que este princípio fique plasmado no RT, pelo que foi incluída uma condição que garante que a margem de comercialização não seja negativa.

4.6.3 PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A Portaria n.º 1446-C/2001, de 21 de dezembro, estabelece as normas aplicáveis à elaboração do Dossier Fiscal de Preços de Transferência (DFTP). Adicionalmente, a nova redação do n.º 3 do artigo 130.º do Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas (Código do IRC), em vigor desde 1 de outubro de 2019, veio obrigar os sujeitos passivos, cuja situação tributária é acompanhada pela Unidade dos Grandes Contribuintes (UGC), a proceder à entrega do processo de documentação respeitante à política adotada em matéria de preços de transferência.

Em paralelo, a OCDE publicou, em setembro de 2014, a Ação 13 – Guidance on Transfer Pricing Documentation and Country-by-Country Reporting do projeto BEPS da OCDE (*Base Erosion and Profit Shifting Project*), contendo uma proposta de revisão da estrutura da documentação a apresentar em

matéria de preços de transferência, por parte de grupos económicos multinacionais que passou a incluir o *Master file* e *Local file* e passou a vigorar a partir de 2016.

Em resultado da materialidade desta informação para a compreensão e análise económica dos gastos reportados pelas empresas reguladas, a ERSE passou a solicitar em 2013 o envio do Dossier Fiscal de Preços de Transferência às empresas reguladas. Neste sentido, foi introduzido no Regulamento Tarifário o pedido de documentação de preços de transferência a cada um dos operadores, tendo em vista formalizar e tornar obrigatória a entrega desta informação numa base anual, bem como informar a priori as empresas da necessidade de envio desta informação.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Conselho Tarifário, EDP Gás SU e EDP

O Conselho Tarifário e os agentes identificados não têm comentários específicos à proposta, sem prejuízo de notar que, na sua maioria, os grupos empresariais objeto desta disposição estão cotados em mercado, devendo assim ser garantida pela ERSE a confidencialidade no tratamento e eventual divulgação de informação, aliás também por motivos concorrenciais.

Grupo GALP

O Grupo Galp discorda da alteração proposta por entender que a nova redação consiste numa imposição de requisitos adicionais aos já determinados pela autoridade tributária e aos que constam do restante normativo nacional para o conteúdo da documentação relativa aos preços de transferência. O Grupo Galp afirma que os DFPT são preparados para o cumprimento de obrigações junto da Autoridade Tributária, não sendo um modelo adotado em específico para responder a alguma necessidade regulamentar do SNG.

Assim, segundo o Grupo Galp esta alteração deve ser retirada da versão final do RT, uma vez que não compete à ERSE definir os requisitos de um DFPT e este, obedecendo o todos os requisitos legais vigentes em Portugal, não poderá ser considerado incompleto.

DECISÃO DA ERSE

No que diz respeito à primeira questão levantada, a ERSE continuará naturalmente a garantir, aquando do seu tratamento, a confidencialidade da informação dos DFPT.

No que diz respeito ao comentário do Grupo GALP de que, por via da redação da proposta para a solicitação da informação relativa ao DFPT, se a ERSE está a impor requisitos adicionais, sem qualquer suporte legal, a ERSE não compreende esta interpretação, dado que a redação proposta pretender o contrário do interpretado. Recorde-se que na redação em vigor dos artigos indicados, a ERSE solicita o DFPT com uma determinada desagregação, apresentada nas alíneas dos artigos em causa, pelo que nesta redação seria suscetível inferir-se eventuais requisitos adicionais solicitados pela ERSE.

De modo a assegurar que a informação a enviar anualmente não vai além dos requisitos legais sobre esta matéria, a ERSE propôs a alteração da redação dos referidos artigos com a inclusão da referência “*Os operadores de devem apresentar à ERSE, até dia 15 de outubro de cada ano, relativamente ao ano s-2, o Dossier Fiscal de Preços de Transferência completo, **elaborado nos termos do disposto da legislação fiscal em matéria dos preços de transferência***”. Em suma, com esta proposta, a ERSE pretendeu garantir, de forma clara e categórica, que a documentação no âmbito dos DFPT solicitada no RT é exatamente a mesma que é elaborada nos termos da legislação fiscal.

Relativamente à questão do *Master e Local File*, o Grupo Galp terá conhecimento do esclarecimento da Unidade dos Grandes Contribuintes¹⁹ relativo à documentação dos preços de transferência que de seguida se apresenta um excerto e se junta os respetivos *links* para o texto completo: “*Em linha com as práticas internacionais, será admitida documentação organizada por Master file e Local file, previstos no Relatório final da ação 13 do projeto BEPS da OCDE (Base Erosion and Profit Shifting Project), desde que dos mesmos constem os elementos elencados na supramencionada Portaria.*”. Deste modo, os grandes contribuintes podem optar por apresentar o *Master e Local File*, nos termos referidos, para cumprimento dos requisitos fiscais do processo de documentação respeitante à política adotada em matéria de preços de transferência. Existindo, esta possibilidade, a ERSE optou por incluir na atual proposta a redação: “**Quando aplicável, esta documentação incluirá o Master file e Local file previstos...**”.

¹⁹ Diversas empresas do Grupo GALP estão incluídas na lista das entidades acompanhadas pela Unidade dos Grandes Contribuintes publicada no Despacho n.º 1268/2017, de 06 de fevereiro, da Autoridade Tributária e Aduaneira – Ministério das Finanças nos termos da Portaria n.º 130/2016, de 10 de maio

4.6.4 HARMONIZAÇÃO DE DEFINIÇÕES E PUBLICAÇÃO DE VALORES DIÁRIOS DOS TERMOS FIXOS E DE CAPACIDADE

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A ERSE propôs a alteração da unidade referente aos termos tarifários fixos e aos termos de capacidade de mensal para diário, bem como a harmonização de definições no âmbito de aplicação do RT. As alterações têm por objetivo a clarificação da linguagem e a simplificação na publicação de preços, permitindo eliminar problemas de conversão dos preços mensais para diários.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

De forma global, as alterações propostas pela ERSE foram bem acolhidas. O CT salienta que concorda com todas as alterações conducentes ao aumento da transparência e à simplificação dos conceitos constantes do RT, como é o caso da harmonização de designações propostas. O CT declara ainda como importante a simplificação proposta de alteração do detalhe da unidade de faturação do termo fixo e da capacidade, propondo-se a publicação apenas de valores diários no estabelecimento das tarifas e preços para um determinado ano gás, permitindo clarificar os critérios de faturação a clientes finais.

No mesmo sentido, a GALP considera a alteração do detalhe da unidade de faturação positiva, eliminando problemas de aditividade que surgiam na conversão dos preços de mensais, como eram aprovados pela ERSE, para diários, como já eram, na prática, aplicados pelos agentes. A empresa considera que a consulta dos valores aprovados se torna também mais simples e transparente, passando os consumidores a ver os valores aprovados refletidos diretamente nas suas faturas sem a necessidade de qualquer conversão.

A associação IUS Omnibus refere que a proposta da ERSE na alteração de mês por dia da discriminação dos preços que compõem as tarifas, permite uma leitura mais realista dos consumos.

Decisão da ERSE

A ERSE mantém as propostas realizadas, congratulando-se com a sua boa aceitação. A simplificação dos conteúdos normativos e a acessibilidade à informação são objetivos de comunicação da ERSE.

Em linha com os objetivos referidos, a ERSE aproveita a oportunidade para explicitar no RT o procedimento de cálculo da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelo operador da rede de transporte [Artigos 50.º e 128.º], tal como já é estabelecido nos artigos equivalentes da tarifa de

transporte [Artigos 57.º, n.º 7 e 130.º, n.º 11]. Dada a impossibilidade de medição da capacidade utilizada no caso das UAG propriedade de clientes, a ERSE converte os preços de capacidade utilizada, quando existentes, para termos de energia. Esta alteração não tem impactes tarifários, uma vez que já corresponde ao processo tarifário divulgado anualmente pela ERSE ²⁰.

Visando a harmonização de definições do RT, com os demais regulamentos em consulta, a definição de UAG foi alterada de acordo com o previsto pelo Decreto-Lei n.º 62/2020. Assim, a definição de UAG – Unidade Autónoma de GNL foi alterada para Unidade Autónoma de Gás. Neste contexto, a expressão utilizada no RT para designar as redes de distribuição abastecidas por GNL foi alterada, passando a designar-se por “redes de distribuição abastecidas por GNL e outros gases”. Esta alteração foi realizada nos artigos 15.º, n.º 5, 7 e 11; 18.º, n.º 2; 21.º (quadro); 48.º, n.º 2; 49, n.º 1, al. b); 51.º; 52.º, n.º 8; 55.º, n.º 1; 56.º, n.º 1, al. b), n.º 2, n.º 13; 124.º, n.º 3; 127.º; n.º 1, n.º 2; 128.º, n.º 1 e 2; 130.º, n.º 2, 6 e 9; 131.º, n.º 3; 132.º; n.º 1 e 4; 146.º, n.º 12, c) e n.º 16.

A redação dos números 1 a 5 do artigo 26.º foi alterada visando clarificar que a diferenciação dos preços de energia (vazio e fora de vazio) é apenas aplicável à MP e BP> e que a tarifa de Acesso às Redes da opção flexível diária aplicável às entregas em AP é composta por um preço de capacidade diária e um preço de energia. Adicionalmente, clarifica-se que as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MP e BP> com medição de registo mensal são compostas por um preço do termo tarifário fixo e um preço do termo de energia. Estas alterações não têm impactes tarifários, estando de acordo com a informação publicada no ponto [1.1.1](#). da Diretiva de Tarifas.

4.6.5 RECUPERAÇÃO DE MONTANTES INDEVIDAMENTE RECEBIDOS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A ERSE propôs na consulta aditar um novo artigo (185.º-A), com a epígrafe “*Recuperação de montantes indevidamente recebidos*”. Nos termos da proposta, caso se verifique (até um prazo de cinco anos após emissão de decisão tarifária, salvo previsão legal superior) que entidades reguladas receberam

²⁰ Ver página 132 de «[Tarifas e Preços de Gás Natural para o Ano Gás 2020-2021](#)», de junho 2020: «O preço médio da tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador e o preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte resulta da conversão das respetivas capacidades em energia, condicionadas por uma modulação de 150 dias.».

indevidamente proveitos refletidos nas tarifas, devem tais entidades devolver os valores em causa, acrescidos de juros à taxa aplicável.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Conselho Tarifário, Grupo GALP, GGND, AGN e REN

O Conselho Tarifário e alguns agentes consideram que a redação do artigo não é simétrica, uma vez que é proposta a possibilidade de regresso sobre as entidades reguladas, em caso de montantes indevidamente recebidos, e não se estabelece a possibilidade de, verificando-se um erro de cálculo dos proveitos permitidos por defeito, as empresas requererem essa correção.

Deste modo, recomenda que, na fixação do texto final do RT, seja estabelecida a reciprocidade de atuação, na lógica de defesa dos princípios regulatórios de transparência e não discriminação.

A GGND e a AGN entendem que não deve ser utilizado o termo “recuperação”, mas sim o da regularização.

DECISÃO DA ERSE

A generalidade dos contributos são (i) no sentido de negar que as empresas atuassem com intuito fraudulento, (ii) sugerindo uma redação distinta (designadamente, alterando o substantivo “recuperação” para “regularização” ou “correção”) e (iii) propondo, inclusivamente com sugestão de redação de norma, um regime de reciprocidade na devolução dos montantes.

Em relação ao sentido da primeira observação referida *supra*, esclarece-se que se reconhece a colaboração da generalidade dos operadores e agentes com a ERSE. Simplesmente, a previsão normativa, além de regular aspetos mais comuns no tráfego jurídico, não deve esquecer outros aspetos suscetíveis de ocorrer na vida social (independentemente de um juízo *estatístico* sobre a sua efetiva ocorrência pretérita ou de prognose quanto à verificação).

Em todo o caso, como se referiu no documento justificativo que acompanhou a consulta pública lançada, “[o] Código do Procedimento Administrativo prevê que os atos administrativos, para além das causas de nulidade, podem ser objeto de anulação designadamente quando tenha sido utilizado artifício fraudulento com vista à obtenção da sua prática”. O que significa que, em rigor, a inserção sistemática de um tal artigo no Regulamento Tarifário, nem sequer apresenta um carácter verdadeiramente inovador face à lei geral. Tem, não obstante, um carácter pedagógico ou clarificador do regime jurídico aplicável.

É por estes motivos (relacionados com a génese da norma proposta) que, embora compreendendo as sugestões apresentadas pelos operadores ao nível da reciprocidade (ponto iii) *supra*), se indica que as situações serão reguladas nos termos da lei, incluindo o Código do Procedimento Administrativo.

Pelas mesmas razões não se acolhe a sugestão de redação proposta pela REN, e porque, ao retirar o advérbio de modo "*indevidamente*", esta colocaria as empresas reguladas numa situação menos favorável.

Por último, quanto ao ponto ii) *supra*, entende-se, ser de aceitar alterar a epígrafe para "*Revisão de montantes indevidamente recebidos*".

5 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

O presente capítulo enuncia os comentários da consulta pública que, pela sua especificidade, beneficiam de uma resposta mais dedicada, em complemento da justificação geral apresentada nos pontos anteriores.

5.1 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS SOBRE O RARII

5.1.1 DEFINIÇÕES E RESOLUÇÃO DE LITÍGIOS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Definições</p> <p>O Conselho Consultivo refere que, no RARII, no ROI e no MPGTG, a definição de UAG (Unidade Autónoma de GNL) difere da definição plasmada na alínea <i>mmm</i>) do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto (“Unidade Autónoma de Gás”). A terminologia utilizada pela ERSE parece considerar que as UAG apenas poderão emitir GN.</p> <p>Adicionalmente, o Conselho Consultivo faz notar que as definições de baixa pressão, média pressão e alta pressão, constantes do RARII, do ROI e do MPGTG, devem ser revistas para as conformar com as definições do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto e com os escalões de pressão definidos no Regulamento Técnico Relativo ao Projeto, Construção, Exploração e Manutenção de Gasodutos de Transporte de Gases Combustíveis, que constitui o anexo à Portaria n.º 390/94, de 17 de junho.</p>	<p>A ERSE toma boa nota dos comentários recebidos dos participantes para adaptar as definições e procedeu, sempre que possível, à harmonização de definições.</p> <p>Relativamente às definições de baixa pressão, média pressão e alta pressão, a ERSE nota que a definição de “média pressão” no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, é a pressão “entre 4 bar e 20 bar”. Nessa medida, considera-se ser possível conformar as definições como proposto pelo Conselho Consultivo.</p>

5.1.1 DEFINIÇÕES E RESOLUÇÃO DE LITÍGIOS	
<p>A definição de gás estabelecida na alínea Y) do artigo 3.º do DL 62/2020, de 28 de agosto refere-se a uma “mistura homogénea de gás natural e outros gases”, pelo que importará reformular a definição de produtor de gás, como sendo aquele que pode injetar gases renováveis ou de baixo teor de carbono na rede.</p>	
<p>Obrigações de serviço público</p> <p>A lus Omnibus e a EDP sugerem que se mantenham atualizadas, quais as obrigações de serviço público do n.º 2 do artigo 5.º do Decreto-lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.</p>	<p>A ERSE adotou uma remissão direta para o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, evitando transcrever o seu conteúdo para o regulamento. Esta forma é mais ágil e preserva a validade do regulamento perante</p>
<p>“Reclamações e Resolução de litígios</p> <p>Artigo 61.º-A, 62º e 63º da Proposta de reformulação do ROI do setor do gás e Capítulo VI da Proposta de reformulação do RARII do setor do gás</p> <p>Estamos de acordo com as alterações propostas nesta matéria, apenas ficando por esclarecer que caso o interessado recorra à ERSE, no âmbito da resolução alternativa de litígios, sempre que não tenha sido obtida uma resposta atempada ou fundamentada junto da entidade com quem se</p>	<p>O RARII e o ROI têm um âmbito de aplicação primordial a agentes de mercado do SNG. Por seu turno, os direitos dos consumidores, além da legislação específica, encontram proteção, em especial, no Regulamento das Relações Comerciais. Neste aspeto, os direitos dos consumidores não ficam colocados em causa pela redação das normas.</p> <p>Em todo o caso, de modo a não suscitar dúvidas quanto aos referidos âmbitos de aplicação, procurando clarificar o regime e simplificar quanto a esta matéria, a ERSE decidiu eliminar o artigo correspondente aos Centros de arbitragem de conflitos de</p>

5.1.1 DEFINIÇÕES E RESOLUÇÃO DE LITÍGIOS	
<p>relacionam ou não considerem satisfatória e após a análise da ERSE, se a resposta desta será vinculativa ou não.</p> <p>Sugerimos que seja adicionado um ponto mais esclarecedor nesta matéria, nsº 4 e 5 artigo 62º, a fim de se perceber se as decisões tomadas após análise da ERSE serão vinculativas para os intervenientes. Caso não sejam, conviria que se esclarecessem os consumidores sobre os efeitos do recurso a este meio alternativo de resolução de litígios, nomeadamente no que respeita ao prazo de prescrição para recurso a meios vinculativos de resolução de litígios.” (Ius Omnibus)</p>	<p>consumo e Mediação (artigo 58.º da proposta sujeita a consulta pública do RARII e artigo 63.º da proposta sujeita a consulta pública do ROI) e reformular o artigo relacionado com a arbitragem voluntária do RARII (artigo 57.º da proposta) e do ROI (artigo 62.º da proposta). Assim, os números 4 e 5 cindem-se num único número.</p> <p>As epígrafes dos capítulos (“Reclamações e resolução de litígios”) passam a estar uniformizadas entre os dois regulamentos.</p>

5.1.2 ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE NA RNTIAT	
Comentário	Observações da ERSE
<p>«Artigo 37.º – Atribuição de capacidade para reservas de segurança</p> <p>Na revisão ao MPAI realizada em 2020, o respetivo procedimento n.º 10 relativo à Metodologia de determinação da percentagem de reserva de segurança atribuível nos terminais de GNL e nas instalações de armazenamento subterrâneo e regras de atribuição de capacidade das reservas de segurança foi atualizado a partir de proposta apresentada pelo GTG, pelo que a apresentação de novas propostas pelo GTG devem decorrer de necessidades identificadas no funcionamento do sistema.»</p> <p>(REN)</p>	<p>A questão identificada corresponde efetivamente à intenção do texto regulamentar, pelo que se corrigiu a redação do articulado.</p>
<p>«Artigo 45.º – Princípios gerais da atribuição coordenada da capacidade nos pontos de interligação da RNTG</p> <p>Este artigo refere no ponto 3 que “A capacidade atribuída no VIP é atribuída dos dois lados ao mesmo agente de mercado”, tendo sido eliminada a referência ao mesmo grupo empresarial. Não sendo referido o motivo para alteração dessa condição, alerta-se ainda assim que esta medida tem um impacto imediato sobre alguns agentes de mercado ativos no SNG. A</p>	<p>A redação original foi reposta no articulado.</p>

5.1.2 ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE NA RNTIAT	
<p>impossibilidade de atribuição de capacidade no VIP dos dois lados da fronteira a agentes de mercado pertencentes ao mesmo grupo empresarial irá obrigar a que estes tenham de se registar e constituir como agentes de mercado num dos países vizinhos, trazendo maior complexidade ao processo. Por ser um processo normalmente moroso, a não contemplação de um período de adaptação pode condicionar temporariamente o acesso pelos agentes de mercado à capacidade no ponto VIP.» (REN)</p>	
<p>«Artigo 45.º Princípios gerais da atribuição coordenada da capacidade nos pontos de interligação da RNTG</p> <p>O n.º 3 deste artigo estabelece que a capacidade é atribuída de ambos os lados da fronteira, na mesma quantidade e ao mesmo agente de mercado. Contudo, entende-se que a redação devia mencionar que a quantidade é a mesma, mas sujeita a ajustamentos pelas condições de temperatura de referência. » (EDP Energias de Portugal)</p>	<p>Compreende-se a sugestão da REN, quanto à precisão de que as regras de referência da contabilização do gás podem justificar adaptações em cada lado da interligação. No entanto, o princípio da igualdade da capacidade, em unidades de energia, nos produtos de capacidade agrupada é claro. Os aspetos operacionais relativos à medição do gás e às condições de referência ficam no domínio da interoperabilidade entre os dois operadores de rede.</p>
<p>«Artigo 47.º Produtos de capacidade a atribuir coordenadamente</p> <p>A redação do n.º 7 deste artigo deve ser revista como se indica de seguida: “Os produtos de capacidade harmonizada podem ter um carácter firme ou interruptível, sendo que os produtos de capacidade harmonizada previstos</p>	<p>O erro de referência identificado foi corrigido no articulado.</p>

5.1.2 ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE NA RNTIAT	
<p>no n.º 4 n.º 5 do Artigo 45.º oferecidos em base firme são obrigatórios”.» (EDP Energias de Portugal)</p>	
<p>«Artigo 48.º – Produtos de capacidade interruptível no VIP</p> <p>Considera-se que a condição de oferta de capacidade interruptível é aplicável a todos os produtos.» (REN)</p>	<p>Embora se concorde com a expressão concreta da atribuição de capacidade como funciona atualmente, o texto proposto reproduz o código de rede de atribuição de capacidade de modo mais fiel. Esta questão é especialmente relevante dado que se tratam de pontos de interligação onde as regras de atribuição são harmonizadas.</p> <p>Optou-se por manter o articulado do RARII, embora no MPAl se concretize a oferta de produtos interruptíveis no sentido proposto pela REN.</p>

5.1.3 SUPERVISÃO DE INVESTIMENTOS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Conselho Consultivo</p> <p>O Conselho Consultivo refere que o n.º 2 do artigo 29.º (artigo 24.º da redação final) difere do que se encontra aprovado no RARII em vigor, que estabelece que “Os pareceres da ERSE, relativa à supervisão referida nos termos do número anterior, tem um carácter vinculativo, não podendo os respetivos pareceres versar sobre questões estratégicas de desenvolvimento das redes ou relacionadas com a segurança de abastecimento”. Recomenda, por isso, que seja verificada toda a proposta em conformidade.</p>	<p>A ERSE recuperou a redação original do n.º 2, corrigindo a gralha referida pelo Conselho Consultivo. No exercício de supervisão de investimentos está em causa apenas a conformidade entre os projetos de investimento implementados e respetivos ativos, e os planos de investimento aprovados pelo concedente, incluindo qualquer outra aprovação autónoma. O documento foi verificado como solicitou o Conselho.</p>

5.2 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS SOBRE O ROI

5.2.1 DEFINIÇÕES E RESOLUÇÃO DE LITÍGIOS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Definição de consumidor</p> <p>A lus Omnibus sugere que seja criada no artigo 2.º do ROI a definição para consumidor, visto que foi adicionado no referido regulamento o termo cliente.</p>	<p>Para clarificar o entendimento pretendido no enquadramento regulamentar, substituíram-se as referências a consumidores pela designação clientes. Com efeito, em geral não se pretende qualquer distinção entre os clientes domésticos e os restantes.</p>
<p>Definições</p> <p>O Conselho Consultivo refere que, no RARII, no ROI e no MPGTG, a definição de UAG (Unidade Autónoma de GNL) difere da definição plasmada na alínea <i>mmm</i>) do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto (“Unidade Autónoma de Gás”). A terminologia utilizada pela ERSE parece considerar que as UAG apenas poderão emitir GN.</p> <p>Adicionalmente, o Conselho Consultivo faz notar que as definições de baixa pressão, média pressão e alta pressão, constantes do RARII, do ROI e do</p>	<p>A ERSE toma boa nota dos comentários recebidos dos participantes para adaptar as definições e procedeu, sempre que possível, à harmonização de definições.</p> <p>Relativamente às definições de baixa pressão, média pressão e alta pressão, a ERSE nota que a definição de “média pressão” no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, é a pressão “entre 4 bar e 20 bar”. Nessa medida, considera-se ser possível conformar as definições como proposto pelo Conselho Consultivo.</p>

5.2.1 DEFINIÇÕES E RESOLUÇÃO DE LITÍGIOS	
<p>MPGTG, devem ser revistas para as conformar com as definições do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto e com os escalões de pressão definidos no Regulamento Técnico Relativo ao Projeto, Construção, Exploração e Manutenção de Gasodutos de Transporte de Gases Combustíveis, que constitui o anexo à Portaria n.º 390/94, de 17 de junho.</p> <p>A definição de gás estabelecida na alínea Y) do artigo 3.º do DL 62/2020, de 28 de agosto refere-se a uma “mistura homogénea de gás natural e outros gases”, pelo que importará reformular a definição de produtor de gás, como sendo aquele que pode injetar gases renováveis ou de baixo teor de carbono na rede.</p>	
<p>“Reclamações e Resolução de litígios</p> <p>Artigo 61.º-A, 62º e 63º da Proposta de reformulação do ROI do setor do gás e Capítulo VI da Proposta de reformulação do RARII do setor do gás</p> <p>Estamos de acordo com as alterações propostas nesta matéria, apenas ficando por esclarecer que caso o interessado recorra à ERSE, no âmbito da resolução alternativa de litígios, sempre que não tenha sido obtida uma resposta atempada ou fundamentada junto da entidade com quem se</p>	<p>O RARII e o ROI têm um âmbito de aplicação primordial a operadores do SNG. Por seu turno, os direitos dos consumidores, além da legislação específica, encontram proteção, em especial, no Regulamento das Relações Comerciais. Neste aspeto, os direitos dos consumidores não ficam colocados em causa pela redação das normas.</p> <p>Em todo o caso, de modo a não suscitar dúvidas quanto aos referidos âmbitos de aplicação, procurando clarificar o regime e simplificar quanto a esta matéria, a ERSE decidiu eliminar o artigo correspondente aos Centros</p>

5.2.1 DEFINIÇÕES E RESOLUÇÃO DE LITÍGIOS

relacionam ou não considerem satisfatória e após a análise da ERSE, se a resposta desta será vinculativa ou não.

Sugerimos que seja adicionado um ponto mais esclarecedor nesta matéria, nsº 4 e 5 artigo 62º, a fim de se perceber se as decisões tomadas após análise da ERSE serão vinculativas para os intervenientes. Caso não sejam, conviria que se esclarecessem os consumidores sobre os efeitos do recurso a este meio alternativo de resolução de litígios, nomeadamente no que respeita ao prazo de prescrição para recurso a meios vinculativos de resolução de litígios.” **(Ius Omnibus)**

de arbitragem de conflitos de consumo e Mediação (artigo 58.º da proposta sujeita a consulta pública do RARII e artigo 63.º da proposta sujeita a consulta pública do ROI) e reformular o artigo relacionado com a arbitragem voluntária do RARII (artigo 57.º da proposta) e do ROI (artigo 62.º da proposta). Assim, os números 4 e 5 cindem-se num único número.

As epígrafes dos capítulos (“Reclamações e resolução de litígios”) passam a estar uniformizadas entre os dois regulamentos.

5.3 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS SOBRE O MPGTG

5.3.1 PROCEDIMENTO N.º 6 – PRESTAÇÃO DE INFORMAÇÃO NO DIA D-1	
Comentário	Observações da ERSE
[n.º 4] « A fórmula para apuramento de quantidade de gás em kWh, prevista no dia d-1 para o fornecimento da rede de distribuição k, através da RNTG, está incorreta, não contemplando para a rede BP o cálculo do fator de ajustamento de perdas e autoconsumos (p&a) em acumulação MP+BP. » (GALP Gás Natural Distribuição)	Concorda-se com o comentário tendo a fórmula do nº 4 sido corrigida em conformidade.

5.3.2 PROCEDIMENTO N.º 9 – REPARTIÇÕES	
Comentário	Observações da ERSE
<p>[n.º 3.3.1] «Praticamente a totalidade das redes de distribuição possuem pontos de medida com medição diária (MD) e medição não diária (MND), sendo que o total veiculado na GRMS corresponde ao agregado das duas tipologias de consumo. No dia D+1, valida-se se o consumo apurado pelo agregado MD é consistente com o veiculado na GRMS (+ produtores). Esta validação só faz sentido com a inclusão da parcela MND, que neste período temporal é determinado pelo ERP, e não pelo ORD. Neste contexto a GGND entende que não faz sentido o pretendido e por isso propõe a eliminação do parágrafo colocado a “bold”.»</p> <p>[...]</p> <p>« Ainda nesta alínea a) do ponto 3.3.1 a fórmula para apuramento quantidade de gás natural em kWh, para MD está incorreta no 1º termo, quando se indica que se trata do somatório do agentes de mercado:»</p> <p>(GALP Gás Natural Distribuição)</p>	<p>O sentido da norma não colide com a observação, na medida em que a “consistência” dos dados deve incluir uma margem de validação para incluir os consumos MND.</p> <p>Para evitar ambiguidades do articulado, simplificou-se o texto sobre a validação dos dados de leitura pelos ORD.</p> <p>Concorda-se com o comentário tendo o articulado sido corrigido.</p>
<p>[ponto 3.3.2] «A GGND considera ainda que a definição de "ponto de medição" deve ser clarificada na proposta.</p> <p>[...]</p>	<p>Reconhece-se a pertinência do comentário. O articulado foi alterado de acordo com a sugestão, clarificando que as repartições dos clientes MND, por agente de mercado, são apuradas por ponto de saída da RNTG.</p>

5.3.2 PROCEDIMENTO N.º 9 – REPARTIÇÕES

O mesmo já não é claro na proposta, neste ponto em questão, podendo dar origem a uma interpretação incorreta de se tratar: "As ligações às redes das instalações de clientes", ou da definição possível descrita no RRC.»

(GALP Gás Natural Distribuição)

[ponto 3.4] «[...] a GGND entende que para se aprofundar a adequação da regulamentação no sentido de incorporar a nova realidade de injeção de outro tipo de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono, que certamente acontecerá nas RNT e na RND, deve ser introduzida uma referência similar ao ponto “3.4 – Ligações entre a RNTG e as instalações de Produção ou de Consumos abastecidas em Alta pressão” orientado para as redes de distribuição especificamente.

De forma similar o tratamento a dar, nomeadamente no que diz respeito ao cálculo e comunicação de repartições aos agentes de mercado relativamente também a estas redes, deve ser igualmente harmonizado.»

(GALP Gás Natural Distribuição)

Em linha com o comentário, foi previsto um novo ponto específico para as repartições ao nível das redes de distribuição.

Quanto às obrigações específicas de reporte dos valores de consumo e outros parâmetros dos clientes e produtores da RNDG, considera-se que estão previstas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

O aprofundamento da injeção de gases renováveis nas redes trará certamente desafios à operação. A experiência concreta desta nova realidade poderá ajudar a detalhar determinados procedimentos que, por ora, são definidos de forma mais geral.

5.3.3 PROCEDIMENTO N.º 10 – BALANÇOS

Comentário	Observações da ERSE
<p>[n.º 6.2] «[...] no caso da insuficiência de contratação de capacidade (capítulo 6), parece ser necessário clarificar o procedimento do GTG:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Na situação em que exista capacidade disponível, deverá ser prevista regra de resolução de congestionamentos no caso de se verificar ocorrência simultânea por parte de vários agentes (ponto 6.2, alínea a)); • Relativamente à situação em que não exista capacidade disponível, julga-se necessária clarificação das condições em que pode o GTG incorporar as existências em excesso em conta de extensão de gás de operação (ponto 6.2, alínea b)).» <p>[...]</p> <p>«Ainda no mesmo Procedimento n.º 10, o ponto 6.2, “Ajustamento às existências por insuficiência de contratação de capacidade”, refere como o GTG deve proceder quando as existências de um agente de mercado no terminal de GNL ou no armazenamento subterrâneo forem superiores ao valor dos seus direitos de utilização de capacidade nessa infraestrutura, em situações em que ainda há capacidade disponível para fins comerciais ou quando não há. Em qualquer um dos casos, o agente de mercado pagará a capacidade de armazenamento ao preço do produto intradiário multiplicado por um fator de penalização igual a 2 (dois).</p>	<p>Concorda-se com o comentário relativo à necessidade de rateio da capacidade disponível. O articulado do ponto 6.2 a) foi alterado em conformidade.</p> <p>Sobre a proposta de incorporação do gás em excesso na conta de extensão do gás de operação, a solução proposta pela REN não melhora a proposta da ERSE, dado que: i) se afigura contraditória com a cobrança de capacidade de armazenamento durante o período necessário à venda do gás em excesso; ii) a transferência de gás antes da venda tornaria necessário o reconhecimento de um crédito a favor do agente de mercado, de valor desconhecido (valor futuro da venda do gás em excesso); e iii) impede que o agente promova ele próprio um acerto nas suas existências (por exemplo, através de uma venda bilateral com outro utilizador da infraestrutura), durante o período em que o GTG ainda não terminou a venda do gás em excesso.</p> <p>Para clarificação, optou-se por restringir a incorporação do gás em excesso na extensão do gás de operação apenas quando o contrato de uso das infraestruturas do agente se encontrar suspenso ou tiver cessado.</p> <p>Sobre a referência aos produtos intradiário de capacidade, o articulado foi alterado para corrigir a questão apontada, mencionando-se a aplicação do preço do produto de capacidade de prazo mais curto.</p>

5.3.3 PROCEDIMENTO N.º 10 – BALANÇOS

Neste momento, não existe tarifa para o produto intradiário para a capacidade de armazenamento do AS e do TGNL, pelo que esta “penalização” a aplicar aos agentes de mercado não pode ser aplicada. Consideramos necessária a atenção a este ponto, nomeadamente quanto à determinação de tarifas intradiárias para estes casos.» (REN Gasodutos)

5.4 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS SOBRE O RT

5.4.1 REVISÃO DO MECANISMO DE DIFERIMENTO INTERTEMPORAL DOS DESVIOS ASSOCIADOS À PROCURA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Considera-se que as tarifas devem ser reflexivas dos custos do SNG, permitindo uma recuperação tempestiva dos proveitos permitidos. Assim, o período de diferimento a considerar não deverá ser excessivamente longo, de forma a prevenir alguma criação de desvios tarifários prolongados que, na prática, assumem a forma de défices. (Conselho Tarifário)</p> <p>Concorda com a proposta apresentada uma vez que a informação considerada para o mecanismo passa a estar coerente com a informação considerada no cálculo dos proveitos permitidos do ano gás. (REN)</p>	<p>A ERSE revê-se na avaliação positiva sobre este tema e mantém a redação colocada em consulta pública, nomeadamente em relação ao período do diferimento. Na revisão do mecanismo, não se propôs alterar esse período, já em vigor, mantendo os 3 anos para a devolução dos montantes diferidos, acolhendo desta forma a preocupação apresentada pelo Conselho Tarifário.</p>

5.4.2 TRANSPOSIÇÃO DAS MATÉRIAS ANTERIORMENTE PREVISTAS NO RRC

Comentário	Observações da ERSE
<p>As alterações introduzidas no RT, fundamentalmente por inserção de artigos migrados do RRC, parecem assim adequadas, bem como a reorganização do RT que os acompanhou. (Conselho Tarifário)</p> <p>Referem que o mecanismo de compensações que resulta da uniformidade tarifária não se encontra previsto, assim como a transferência entre o ORT e o GL-UAG. Adicionalmente, não consta nem do RT nem do RRC os prazos de pagamento a aplicar a estas compensações e transferências. (Grupo GALP)</p>	<p>Nos trabalhos decorrentes do processo de unificação dos Regulamentos Comerciais dos setores da eletricidade e do gás identificaram-se alguns temas, que pela sua natureza deveriam ser transpostos para o Regulamentos Tarifários de cada um dos setores. Aproveitando este processo de revisão de regulamentos do setor do gás, plasmou-se no Regulamento Tarifário as propostas que se considera terem um cariz de natureza tarifária e de cálculo de proveitos. Fora deste âmbito ficaram os prazos de pagamento das compensações e transferências que se entende melhor se enquadrarem em outra regulamentação.</p> <p>A ERSE acolheu a proposta da GALP mais abrangente, tendo clarificado no RT as regras de transferências entre operadores resultantes dos mecanismos de uniformidade tarifária (artigos 114.º e 115.º).</p>
<p>A proposta de regulamento refere que “a capacidade contratada de armazenamento refere-se às existências de energia armazenada determinadas às 24h de cada dia” (artigo 41º-B, nº3) e “a capacidade contratada de armazenamento refere-se às existências de energia armazenada determinadas às 24h de cada dia” (artigo 47º-D, nº3).</p> <p>Considerando que o dia gás é o período compreendido entre as 05h00 UTC e as 05h00 UTC do dia seguinte, na hora de inverno, e entre as 04h00 UTC e as 04h00</p>	<p>A ERSE acolheu a proposta da GALP e alterou a redação do RT em conformidade.</p>

5.4.2 TRANSPOSIÇÃO DAS MATÉRIAS ANTERIORMENTE PREVISTAS NO RRC

UTC do dia seguinte, na hora de verão, alertamos para a incoerência destas alíneas que deveriam apenas referir “no final de cada dia gás”. **(Grupo GALP)**

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

Comentário	Observações da ERSE
<p>A proposta é considerada adequada.</p> <p>(Conselho Tarifário)</p> <p>Sugere que a ERSE passe a promover soluções de entrega ao Fundo para a Promoção dos Direitos dos Consumidores da totalidade das compensações devidas a consumidores que não lhes sejam entregues pelos comercializadores, em conformidade com as normas que regulam o funcionamento deste Fundo.</p> <p>(Ius Omnibus)</p>	<p>A alteração resulta da necessidade de adaptar o RT ao disposto no RQS, posteriormente, operacionalizado através da Instrução da ERSE n.º 2/2020, de 7 de julho, pelo que a ERSE fica satisfeita dos agentes partilharem o seu entendimento.</p> <p>.</p>

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

Comentário	Observações da ERSE
A proposta é considerada adequada. (Conselho Tarifário)	A alteração resulta da necessidade de alteração das datas dos contratos existentes, adequando o RT à realidade atual. Assim, a ERSE fica satisfeita do Conselho Tarifário partilhar o seu entendimento.

5.4.5 CLARIFICAÇÃO DE ASPETOS RELACIONADOS COM O CÁLCULO DE PROVEITOS

Comentário	Observações da ERSE
Concorda com as propostas apresentadas. (Conselho Tarifário)	As alterações introduzidas visam a melhoria do processo do cálculo de proveitos das atividades reguladas e a sua adequação às necessidades vigentes, pelo que a ERSE fica satisfeita do Conselho Tarifário concordar com esta iniciativa.

5.4.6 ALTERAÇÃO DAS REFERÊNCIAS AO GÁS NATURAL E OUTROS COMENTÁRIOS AO ARTICULADO

Comentário	Observações da ERSE
<p>Concorda com as propostas apresentadas.</p> <p>(Conselho Tarifário)</p> <p>Concorda com esta alteração, pois permite incluir também nestes regulamentos os gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono. (Dourogás SG)</p>	<p>As alterações decorrem da necessidade de adequar o RT ao disposto no Decreto-Lei n.º 62/2020, , pelo que a ERSE fica satisfeita do Conselho Tarifário concordar com esta iniciativa.</p>
<p>No artigo 3º n.º 1 (Siglas e Definições) a alínea m1) não constitui uma categoria da alínea m) pelo que o CT propõe que se autonomize passando a alínea n) procedendo-se à renumeração das restantes alíneas, ou seja, a alínea n) passa a o), a alínea o) passa a p) e a alínea p) passa a q);</p> <p>O mesmo se verifica no n.º. 2, do mesmo artigo, alíneas y1) e y2), que, não constituindo uma categoria da alínea y), deverão ser autonomizadas e designadas por alínea z) e aa), respetivamente, procedendo-se à renumeração das restantes alíneas até final;</p> <p>No artigo 61º não deverá ser utilizada a expressão OA como início de ponto, pelo que deverá ser corrigido;</p> <p>Por fim, o CT constata que a ERSE propõe a eliminação dos artigos 28º, 29º, 41º, 43º, 47º, 48º, 63º, 73º e alínea a) do n.º 2 do artigo 92º, o que implica que se</p>	<p>A ERSE agradece o cuidado na leitura a identificação destes elementos. Contudo, importa esclarecer que a numeração referida não é um lapso, mas a forma encontrada para identificar uma alteração (pela introdução ou eliminação de alíneas ou artigos) sem alterar a numeração subsequente do Regulamento.</p> <p>Na versão final do Regulamento a numeração será sequencial, como refere o CT.</p>

5.4.6 ALTERAÇÃO DAS REFERÊNCIAS AO GÁS NATURAL E OUTROS COMENTÁRIOS AO ARTICULADO	
<p>proceda à renumeração de todo o articulado, alterando-se, por consequência, as remissões feitas ao longo de todo o articulado para os artigos que resultarem da referida renumeração. (Conselho Tarifário)</p>	
<p>No artigo 6º n.º 2 o CT alerta para o facto de o decreto-lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro ter sido expressamente revogado pelo artigo 160º do decreto-lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, pelo que sugere a eliminação da referência àquele diploma;</p> <p>No artigo 42º não se entende a eliminação da epígrafe, chamando o CT a atenção para o facto de o conteúdo deste artigo ser em tudo igual ao do artigo 40º-A pelo que se propõe a eliminação de um deles.</p> <p>No Capítulo V, Seção IX, o CT alerta para o facto de afigurar desnecessária a criação de uma Subseção I, porquanto não existem outras subseções. Assim, propõe que os artigos 136º e 137º passem a constar da subseção IX; (Conselho Tarifário)</p>	<p>A ERSE agradece o cuidado na leitura a identificação destes elementos. A proposta da ERSE previa de facto alterar a redação do articulado conforme o CT refere, verificando-se, todavia, que essa situação não ficou devidamente assinalada (rasurado).</p> <p>Na versão final do Regulamento a numeração será sequencial, como refere o CT.</p>
<p>No artigo 16º-A n.º 1 deve incluir-se a data do decreto-lei n.º 62/2020, ou seja, 28 de agosto. (Conselho Tarifário)</p>	<p>As alterações foram realizada em conformidade.</p>
<p>As definições de baixa pressão, média pressão e alta pressão, constantes do RARII, do ROI e do MPGTG, devem ser revistas no sentido de as conformar com as definições do DL 62/2020, de 28 de agosto e com os escalões de pressão definidos</p>	<p>Considerando este comentário do CC, o RT foi harmonizado com o RARII e o ROI no que respeita à definição de Baixa Pressão e Média Pressão.</p>

5.4.6 ALTERAÇÃO DAS REFERÊNCIAS AO GÁS NATURAL E OUTROS COMENTÁRIOS AO ARTICULADO

no Regulamento Técnico Relativo ao Projeto, Construção, Exploração e Manutenção de Gasodutos de Transporte de Gases Combustíveis, que constitui o anexo à Portaria 390/94, de 17 de junho;

Alta pressão – pressão de serviço superior a 20 b;

Média pressão – pressão de serviço igual ou inferior a 20 b e superior a 4 b;

Baixa pressão – pressão de serviço inferior ou igual a 4b.

(Conselho Consultivo)

Obrigações de transparência Artigo 28º, 40-B, 46º-B da Proposta de Reformulação do RT

Estamos totalmente de acordo com a adição destes pontos, para a existência de um mercado de confiança tem de existir total transparência e acessibilidade a toda a informação inerente ao mesmo. Entendemos que a obrigação de divulgação é um ponto fulcral para obtermos a clareza e transparência pretendida, mas não se deveria esgotar apenas neste ponto. Julgamos ser necessário serem criadas medidas adicionais, de forma a averiguar se essa comunicação e divulgação está a ser realizada de forma eficiente. **(Ius Omnibus)**

No âmbito da integração das matérias do RRC no RT a ERSE procedeu também à alteração e harmonização das matérias deste Regulamento. A ERSE concorda com os comentários salientando, todavia, que as obrigações de transparência designadamente com os clientes finais são uma matéria cujo desenvolvimento está previsto no RRC. Estas regras de transparências são de aplicação pelos operadores das infraestruturas aos utilizadores, contendo uma obrigação genérica de informação a todos os interessados, não esgotando as obrigações de divulgação de informação relativa à utilização da infraestrutura. A este respeito, salientamos, por exemplo, a divulgação das regras relativas à utilização da rede de transporte, decorrentes da aplicação do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março de 2017, acessíveis em <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-gas-natural/#transparencia-das-tarifas-de-transporte-->.

5.4.7 OUTROS TEMAS NÃO INCLUÍDOS NA CONSULTA PÚBLICA

5.4.7.1 INCLUSÃO DO AJUSTAMENTO REALIZADO À FCVAR DOS CURR NO RT

Comentário	Observações da ERSE
<p>É proposto prever no RT o ajustamento que a ERSE efetua aos proveitos permitidos da FCVAR dos CURR. Consideram que este ajustamento é feito sem suporte regulamentar, sendo incluído na parcela “Ajustamento no ano gás t dos proveitos da função de Comercialização de gás natural do Comercializador de último recurso retalhista k, relativos ao ano s-2, resultantes da convergência tarifária para tarifas aditivas” da FCVGN, que não se encontra ela própria definida no RT.</p> <p>(Grupo GALP)</p>	<p>A existência de montantes em ajustamentos na atividade de FCVAR não é transversal a todos os CURR. Esta situação apenas ocorre no CURR do Grupo GALP, à exceção da Tagusgás que não reporta qualquer diferença entre rendimentos e gastos nesta atividade. A mesma situação ocorre na EDP Gás SU e na Sonorgás. Assim, importará avaliar de forma transversal ao nível dos diversos operadores e, eventualmente, ao nível do setor do gás e do setor elétrico a existência da necessidade de introduzir um procedimento específico ao nível destes montantes no regulamento tarifário. Dado este tema não constar na presente proposta de revisão do RT e a sua análise não poder ser efetuada em tempo útil, considera-se que o mesmo deverá ser apenas avaliado em futuras revisões do regulamento tarifário com a realização prévia de uma apreciação conjunta com os diferentes CURR.</p>

5.4.7.2 SIMPLIFICAÇÃO DO APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DO CURR

Comentário	Observações da ERSE
<p>Propõem que o cálculo dos proveitos permitidos dos CURR deixe de ser feito por escalão de consumo. Esta medida viria simplificar o processo de validação e dos proveitos permitidos publicados por parte das empresas e, também, de cálculo por parte da ERSE. (Grupo GALP)</p>	<p>A ERSE toma boa nota dos comentários recebidos e concorda que a proposta permitirá simplificar o processo de cálculo dos proveitos permitidos do CURR. Contudo, a sua concretização apenas se apresenta viável no novo período regulatório dado implicar uma alteração estruturante da definição dos parâmetros da atividade de comercialização. A sua aplicação no atual período regulatório poderia implicar algumas distorções no processo de definição dos proveitos permitidos não justificadas incorrer neste momento dada a materialidade do escalão de consumo > 10 000³. Assim, a mesma será considerada aquando da definição do Regulamento Tarifário para o novo período. Também no próximo período é expetável que os clientes neste escalão sejam inexistentes ou sem expressão.</p>

5.4.7.3 REPOSIÇÃO DA COERÊNCIA E O EQUILÍBRIO PREVISTO NOS TERMOS ACORDADOS ENTRE O CONCEDENTE E AS DISTRIBUIDORAS

Comentário	Observações da ERSE
<p>Evidencia dois aspetos que representam um incumprimento por parte do Regulador dos contratos de concessão da atividade de distribuição regional, bem como da legislação aplicável ao SNG:</p> <ul style="list-style-type: none"> • As Tarifas publicadas até a presente data não incorporam totalidade dos mecanismos de preservação do valor das concessões previstos nos seus Contratos de Concessão (CCs), designadamente “a reavaliação dos ativos no início do período regulatório”, estabelecida no nº3 da cláusula 39ª dos referidos contratos. • Estão a ser aplicados dois conceitos distintos de amortização para o cálculo do valor do ativo líquido, por um lado e, por outro lado, para o cálculo da componente “amortizações do exercício” do Custo de Capital do ORD. <p>(REN Portgás)</p>	<p>Este tema não foi objeto desta CP. Encontram-se a decorrer ações administrativas no Tribunal Administrativo de Círculo de Lisboa, interpostas pelas empresas concessionárias de distribuição de gás para peticionar a anulação das decisões de aprovação dos valores das tarifas e preços publicados pela ERSE entre 2010 e 2019. A ERSE deduziu tempestivamente contestação no âmbito de cada uma das referidas ações, nas quais especificou exceções e expôs as razões de facto e de direito que se opõem às pretensões das Autoras. Neste sentido, a ERSE, tal como em várias ocasiões já manifestou não se pronuncia sobre o tema fora do âmbito das referidas ações.</p>

5.4.7.4 CLARIFICAÇÃO NA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Comentário	Observações da ERSE
<p>O CT sugere uma reformulação no sentido de clarificar no artigo 61.º que a tarifa de uso da rede de transporte <i>“tem por objetivo permitir a recuperação da totalidade dos proveitos permitidos definidos para esta atividade”</i>. (Conselho Tarifário)</p>	<p>A proposta não foi acolhida uma vez que o n.º 1 do artigo 56.º, referente ao Objeto das Tarifas de Uso da Rede de Transporte, já reflete esse conteúdo: <i>“a tarifa de Uso da Rede de Transporte [...] que deve proporcionar os proveitos da atividade de Transporte de gás natural do operador da rede de transporte”</i>.</p>

5.4.7.5 REPERCUSSÃO DO CUSTO DE ENTRADA NA REDE DE TRANSPORTE PELOS COMERCIALIZADORES AOS SEUS CLIENTES

Comentário	Observações da ERSE
<p>O CT propõe a publicação pela ERSE de um preço médio de entrada na rede de transporte, tendo em conta a necessidade dos comercializadores de repercutir este custo nos clientes. A publicação desse valor deve acompanhar a publicação do preço médio de referência de venda a clientes finais ²¹.</p> <p>(Conselho Tarifário)</p>	<p>Importa relembrar o Parecer Interpretativo da ERSE n.º 1/2011 ²² e a nota informativa de 31 de janeiro de 2014 ²³. Concretamente no parecer interpretativo de 2011, foi esclarecido que o custo de entrada na rede de transporte se enquadra no grupo de custos sujeitos a concorrência ²⁴. Apesar do custo pela entrada na rede de transporte ter um preço regulado pela ERSE ²⁵, a repercussão concreta desse preço regulado no preço de venda a clientes finais depende da estratégia de aprovisionamento de cada comercializador ²⁶. Dependendo da estratégia de aprovisionamento, o custo de entrada para cada comercializador será diferente. A publicação da ERSE</p>

²¹ Proposta referida no final da secção C.1.2. do Parecer do Conselho Tarifário.

²² Parecer interpretativo sobre a «Aplicação dos preços da tarifa regulada de uso da rede de transporte nos pontos de entrada da rede nacional de transporte de gás natural», de 17 de março de 2011 (disponível na [página](#) da ERSE).

²³ “Nota informativa sobre a aplicação da tarifa de entrada da rede nacional de transporte de gás natural”, de 31 de janeiro de 2014 (disponível na [página](#) da ERSE).

²⁴ Conjuntamente com o custo de uso das infraestruturas de Alta Pressão (terminal de GNL e armazenamento subterrâneo), o custo de aprovisionamento de gás natural ou os custos com a estrutura comercial dos comercializadores.

²⁵ Em rigor, o preço regulado que a ERSE publica corresponde ao preço de reserva para a contratação de capacidade nos pontos de entrada da rede de transporte, podendo do processo de atribuição de capacidade resultar um prémio de leilão que aumente o preço a pagar pelo agente de mercado.

²⁶ O custo de entrada de cada comercializador dependerá dos seguintes fatores: ponto de entrada na RNT, grau de utilização da capacidade contratada e uso de produtos de capacidade de curto prazo (que acarretam preços unitários superiores).

5.4.7.5 REPERCUSSÃO DO CUSTO DE ENTRADA NA REDE DE TRANSPORTE PELOS COMERCIALIZADORES AOS SEUS CLIENTES

de um valor médio a usar pelos comercializadores poderia resultar num valor excessivo para alguns comercializadores e num valor deficitário para outros. O resultado poderia ser um nivelamento por cima para o primeiro grupo (que poderiam utilizar esse preço como ponto focal ²⁷), enquanto que o segundo grupo seria naturalmente levado a repercutir de forma adicional os seus maiores custos. Cada comercializador estará mais habilitado para determinar o custo pelo uso das infraestruturas de alta pressão que resulta da sua estratégia de aprovisionamento, integrando para o efeito os preços regulados pela ERSE.

Acresce o facto de a variável de faturação do preço de entrada na rede de transporte (capacidade contratada) não resultar de forma aditiva do conceito de capacidade medido nos clientes finais (capacidade utilizada). A falta de simultaneidade nos consumos diários máximos dos clientes resultará em regra numa situação em que o somatório das capacidades utilizadas nos pontos de entrega da RNT e da RND seja superior ao somatório das capacidades contratadas nos pontos de entrada da rede de transporte.

²⁷ Na teoria económica um preço de ponto focal acontece quando empresas coordenam de forma tácita (i.e. sem acordos explícitos) o preço em torno de um valor padrão, que seja acima do valor concorrencial.

5.4.7.5 REPERCUSSÃO DO CUSTO DE ENTRADA NA REDE DE TRANSPORTE PELOS COMERCIALIZADORES AOS SEUS CLIENTES

Por fim, recorda-se que a decisão tarifária da ERSE já inclui a publicação de um preço médio, medido em EUR/MWh, para o preço de entrada da tarifa de uso da rede de transporte ²⁸.

²⁸ Ver Figura 6-3 de «[Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2020-2021](#)», ERSE, junho 2020.

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

