

Comentários da AGN à 96.ª Consulta Pública promovida pela ERSE sobre a Reformulação dos regulamentos do gás - RARII, ROI e MPGTG e RT

A AGN vem por este meio enviar os seus comentários à consulta pública lançada pela ERSE relativa à Revisão Regulamentar do SNG, agradecendo a oportunidade para se pronunciar sobre a regulamentação aplicável ao setor do gás natural, esperando contribuir de forma positiva para a construção de um enquadramento regulamentar equilibrado e transparente.

A presente consulta pública, abrangendo diversos regulamentos do setor do gás, é acompanhada dos Documento de Enquadramento, Documentos Justificativos e Propostas de Articulado e tem como principal objetivo adaptar a regulamentação ao novo enquadramento legal do setor dado pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

Este diploma revogou o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro e o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, que abre as redes de gás natural a outros tipos de gás, onde se identificam principalmente o biometano e o hidrogénio e vem a sequência da aprovação da Estratégia Nacional para o Hidrogénio, do Plano Nacional de Energia e Clima 2030 e do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, determinando que o anterior SNGN se denomina agora Sistema Nacional de Gás (SNG) com todas as adaptações necessárias, incluindo a revisão dos regulamentos setoriais.

No âmbito da adequação regulamentar, a ERSE põe em consulta alterações aos RARII, ROI e MPGTG e RT.

APRECIÇÃO NA GENERALIDADE

Em geral, e como já temos vindo a referir em Pareceres anteriores, consideramos que a Regulamentação não pode deixar de privilegiar a estabilidade e a transparência, em especial no que concerne a modificações no Regulamento Tarifário (RT), as quais devem ter um enquadramento temporal adequado, tipicamente o do próprio Período Regulatório, que permita aos agentes tomar decisões fundamentadas num horizonte adequado à sua estratégia de investimento e operações; por outro, estabelecendo regimes em que as obrigações para os agentes e para o sistema sejam equilibradas e recíprocas.

As propostas apresentadas pela ERSE, de uma forma geral, demonstram a preocupação de garantir, o mais possível, a necessária estabilidade regulatória, mas consideramos que deveria cingir-se à matéria indispensável para permitir a injeção de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, como seria desejável.

De facto, inclui matéria alvo de análise recente e cujos pressupostos atualmente em vigor condicionaram as decisões operacionais e de investimento dos agentes do setor.

Referimo-nos, nomeadamente, à comparticipação de custos com instalações de clientes, cujas condições vigentes foram discutidas e aprovadas no início do período regulatório para vigorar até 2023, bem como à proposta para rever a metodologia de aceitação do custo máximo do transporte de GNL para UAG, cuja última revisão ocorreu em 2020.

Consideramos que estas discussões devem ser reservadas para o início de cada período regulatório garantindo um período de estabilidade longo o suficiente para que os impactos de alterações anteriores possam ser devidamente avaliados.

Quanto à transparência, notamos a introdução no Regulamento Tarifário de uma disposição que explicita que entidades reguladas que tenham recebido indevidamente proveitos refletidos nas tarifas terão que os devolver no prazo de cinco anos. Consideramos que não pode deixar de constar da versão final do regulamento a disposição equivalente a aplicar-se quando, por algum motivo, as entidades reguladas não tenham recebido valores que lhes são devidos.

RARII, ROI e MPGTG

Adoção dos Códigos Europeus

Em 2014, com a publicação do Regulamento UE nº312/2014 da Comissão, de 26 de março, a UE concretizou a sua intenção de introduzir regras comuns sobre compensação das redes de transporte de gás natural nos vários mercados de gás a nível europeu, almejando facilitar as transações de gás em diferentes zonas de compensação e contribuir para o reforço da liquidez e desenvolvimento de um mercado integrado.

À data da implementação deste Código de Rede no mercado nacional, em outubro de 2016, Portugal não dispunha de um mercado organizado a funcionar pelo que o modelo implementado pela ERSE foi provisório, tendo por base um conjunto de exceções definidas em regulação.

O atual Código de Rede de Balanço prevê que as regras implementadas em cada mercado devem ter em conta as necessidades de balanceamento específicas da rede em questão assim como os recursos ao dispor do respetivo gestor técnico, de forma a garantir o equilíbrio entre o papel dos agentes no balanceamento das suas posições, por um lado, e o potencial contributo do GTG na gestão da flexibilidade do sistema por outro.

Na presente revisão regulamentar, e tendo em conta a data prevista de arranque do polo português do MIBGAS já em março de 2021, a ERSE propõe alterações às regras em vigor com o objetivo de assegurar a evolução para um modelo definitivo de funcionamento das regras do código europeu de balanço.

No entanto, afigura-se-nos que o modelo proposto pela ERSE não otimiza a flexibilidade intrínseca ao sistema de gás natural ao remeter o gestor técnico do sistema a um papel muito residual, transferindo para os agentes de mercado a maior parte das responsabilidades associadas à compensação da rede de transporte, com a inevitável consequência ao nível dos custos para o sistema e consumidores finais. Essa orientação resulta nomeadamente dos seguintes pontos:

- Eliminação da possibilidade da correção de erros de estimativa de consumo através do recebimento/devolução em gás passando a acertos financeiros;
- Eliminação da possibilidade de utilização da totalidade da capacidade contratada pelos agentes nas diversas infra- estruturas aquando da renomeação intradiária, ficando disponível apenas a possibilidade de utilização pro rata em função das horas de dia remanescentes;
- Proposta de um modelo de serviço de line pack, que apenas se reflete na não aplicação de penalidades por desbalanceamento diário em vez de um verdadeiro serviço de line pack através do qual fosse colocada à disposição dos agentes de mercado parte da flexibilidade intrínseca do sistema;

A AGN considera, assim, que a proposta deveria ser reponderada, de modo a otimizar a participação do GTG na gestão da flexibilidade do sistema, garantindo as melhores condições para a participação dos

agentes de mercado no balanceamento do mesmo, contribuindo desta forma para a competitividade do sector.

Regulamento de Acesso às Redes, às infraestruturas e às interligações

Com a inclusão da figura do produtor de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono, integrando a lista de entidades classificadas como utilizadores da rede, os ORD's deverão monitorizar as condições técnicas de injeção de gás nas suas redes nomeadamente quanto à sua qualidade, às características, à pressão e outros parâmetros de injeção.

No presente exercício de revisão regulamentar a ERSE introduz a figura dos projetos-piloto, nomeadamente através do seu artigo 58º-B. A AGN considera ser extremamente positiva a inclusão desta referência no contexto regulamentar, enquanto importante instrumento para o processo de descarbonização da economia.

Numa fase de transição como a que hoje nos encontramos a viver, é fundamental garantir um alinhamento entre as tecnologias e os objetivos estratégicos nacionais e europeus. Desta forma, a possibilidade de demonstração de soluções em contexto real permitirá uma avaliação mais concreta sobre dados reais obtidos em exploração.

A AGN entende que a capacidade máxima de injeção deve considerar separadamente o hidrogénio e o biometano. Apesar do biometano ser intermutável com o GN, a capacidade de receção de gás na rede dependerá da configuração desta em relação ao local de injeção pretendido.

Concretamente, a configuração da rede e o local de injeção terão de permitir ao operador de rede determinar de forma precisa o poder calorífico superior (PCS) da mistura que cada cliente vai receber.

Essa condição é necessária para garantir a correta faturação dos consumos de energia.

Esta questão pode ser resolvida por recurso a várias técnicas, cuja aplicabilidade tem de ser estudada caso a caso, onde se inclui a escolha do ponto de injeção, a existência e utilização de um sistema de Gas Quality Tracking ou a correção do PCS por injeção de propano, que consideramos como solução a avaliar para situações específicas e com carácter provisório.

Para que as misturas de hidrogénio e GN sejam intermutáveis com o GN, é necessário garantir que a percentagem de hidrogénio na mistura não ultrapasse 20% [volume]. O hidrogénio tem assim de ser injetado em função do caudal de GN verificado na zona da rede de interesse. Deste modo, a avaliação da quantidade máxima de hidrogénio que é possível injetar depende sempre de uma análise de cada caso concreto e dos caudais de GN nos pontos onde se pretenda injetar aquele gás.

Em suma, no contexto da incorporação de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono nas redes de transporte e de distribuição, consideramos muito positiva a inclusão de regulamentação do conceito de projetos-piloto de demonstração de soluções e tecnologias de inovação no campo da aplicação real, essenciais ao desenvolvimento de competências e teste da articulação entre os vários intervenientes, antes de se confrontarem os ORD com múltiplos pedidos pelos comercializadores sem que estejam devidamente experimentadas as soluções adequadas à boa prestação da atividade e dos serviços ao consumidor

No entanto, a natureza destes projetos, desde a sua conceção, desenvolvimento e realização, implicará uma clara articulação de todas as entidades envolvidas na sua aprovação, de modo a permitir a sua concretização compatível com a rapidez do desenvolvimento do mercado e a segurança exigida na sua execução.

Consideramos ainda importante que se esclareça qual o tratamento que será dado às despesas decorrentes destes projetos, se constituirão ou não uma parcela adicional ao modelo de cálculo dos proveitos permitidos.

Novo relacionamento entre produtor e operador de redes

A regulamentação proposta procura refletir a obrigação de aplicar, de forma não discriminatória, as mesmas regras do gás natural ao biogás e outros gases de origem renovável [Diretiva (EU) 2019/692, de 17 de abril de 2019] “na medida em que esses gases possam ser, do ponto de vista técnico e da segurança, injetados e transportados na rede de gás natural”.

Em geral, e como questão prévia, entendemos que seria mais prudente que esta regulamentação sucedesse, e não antecedesse, ao modelo de produção e integração dos gases renováveis em mercado,

de modo a fazer refletir com mais certeza o âmbito das relações contratuais requeridas, interações com a rede, acesso e reserva de capacidade.

De facto, sendo a produção de gases renováveis uma atividade liberalizada, a possibilidade (e o direito) de injeção total ou parcial de gases de origem renovável na rede pública, implicará regras de segurança no abastecimento e [Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto], a necessidade de serem estabelecidas as condições gerais do respetivo contrato de uso das infraestruturas nas suas diferentes vertentes, como as regras de utilização das redes, nível de injeção permitido conforme os locais e os comercializadores e capacidade de intervenção e gestão do operador de rede.

No que se refere ao acesso às redes, não podendo nem devendo ser discriminatório, e tendo que garantir aos comercializadores o cumprimento das quotas mínimas de gases renováveis impostas terá, no entanto, que considerar a integração dessas redes na concessão de interesse público.

No que se refere ao contrato de uso das redes a estabelecer entre o produtor e o operador de rede a que se liga, consideramos que deve ficar muito claro que o controlo de mistura deve ser exclusivo do operador de rede.

Quer o ROI quer o MPGTG estabelecem as regras de funcionamento do SNG, mas, no que respeita à injeção de outros gases, focam-se apenas nos impactes destes na rede de transporte.

A experiência destes últimos meses aponta, no entanto, para o desenvolvimento de muitos projetos visando a injeção, quer de biometano, quer de hidrogénio, nas redes de distribuição, incluindo aquelas que são abastecidas por UAG.

Nesta perspetiva, a AGN entende que a proposta apresentada deveria clarificar alguns dos procedimentos previstos e descritos no MPGTG por forma a estendê-los às redes alimentadas a partir de UAG.

A AGN considera difícil de justificar que se institua uma diferença de 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 AGN compreende que a introdução de gases renováveis no SNG constitui um importante e ímpar passo na afirmação do sistema como ativo estratégico e, como tal, manifesta a sua total disponibilidade para

integrar eventuais grupos de trabalho que venham a ser desenvolvidos para abordar estas e outras matérias operacionais, para as quais a AGN entende ter uma experiência e contributos relevantes.

Grupo de acompanhamento do funcionamento do SNG

Consideramos que o envolvimento dos agentes do setor em fóruns de discussão sobre o funcionamento do SNG é sempre positivo, devendo uma maior dinâmica de participação ser incentivada e privilegiada pelo enquadramento regulamentar, como acontece no mercado espanhol, pelo que não se entende que se retire a obrigatoriedade de o grupo de acompanhamento reunir ordinariamente 2 vezes por ano.

REGULAMENTO TARIFÁRIO

Alterações ao enquadramento regulatório do Comercializador de Último Recurso Grossista

a) Aquisição de Gases de Origem Renovável e Baixo Teor de Carbono

A proposta de Regulamento tarifário em discussão altera significativamente o regime aplicável ao Comercializador de Último Recurso Grossista [CURG], no seguimento do estabelecido no Decreto-Lei nº 62/2020, de 28 de agosto. No entanto, face às alterações propostas, consideramos não estar assegurado um adequado controlo e monitorização da atividade de comercialização de gases de origem renovável e baixo teor de carbono [GOR] que, ao ser atribuída pela legislação a um agente sujeito a regulação económica por parte da ERSE, não poderá deixar de ser feita pela própria ERSE.

A proposta em consulta parece limitar essa intervenção à componente de GOR adquirida pelo CURG para fornecimento aos Comercializadores de Último Recurso Retalhistas [CURR], estando em falta quer o controlo sobre as vendas aos restantes comercializadores, quer sobre os custos associados ao desempenho desta nova atividade. Esta questão é tanto mais relevante quando se considera que o mercado CURR representa já menos de 5% do volume transacionado no SGN.

A AGN considera que, quer a bem da transparência, quer da própria defesa do equilíbrio dos custos a assumir pelo conjunto do sistema energético no seu todo – o sobrecusto do preço da produção dos GOR face ao preço médio do MIBGAS a utilizar como referência será suportado pelo Fundo Ambiental –, a supervisão e validação da totalidade dos custos incorridos pelo CURG deverá ser monitorizada e validada

pela ERSE, de modo a que o arranque deste vetor fundamental do processo de transição energética, decorra num enquadramento objetivo, transparente e não discriminatório.

b) Mecanismo de Aquisição Eficiente de Gás pelo CURG

Adicionalmente, a ERSE relança a discussão sobre o incentivo à aquisição de gás natural em mercado pelo CURG, que fora já objeto da 89ª Consulta Pública da ERSE, decorrida em maio de 2020. Este mecanismo não foi então adotado, sendo de relevar a avaliação negativa dos diversos respondentes a esta consulta.

Consideramos que não se observam mudanças relevantes no enquadramento que justifiquem a reapresentação da proposta. Pelo contrário, algumas das questões então levantadas, nomeadamente quanto à repartição das economias e sobrecustos eventualmente verificados, bem como a não consideração da totalidade dos custos nos cenários apresentados, que conduzem a uma situação potencialmente anticoncorrencial, não parecem ter sido endereçados, o que teria sido claramente necessário face ao à referida apreciação negativa.

A AGN expressa reservas à oportunidade e, mesmo, à necessidade de introdução deste mecanismo, num momento em que o mercado de último recurso é cada vez mais residual, estando a extinção das tarifas aplicáveis prevista para 2025. Neste sentido, recomenda-se que a ERSE pondere a inclusão no RT de um procedimento que, nem o mercado, nem os clientes, parecem solicitar.

Custos do Transporte de GNL para UAGs

A ERSE coloca à discussão a possibilidade de se retirar da perequação dos custos aceites as UAGs privativas, bem como efetuar uma revisão da fórmula de indexação do custo máximo aceite para o transporte rodoviário de GNL para efeitos tarifários.

Como comentário de base, a AGN nota que ambos os conceitos foram objeto de extensa discussão prévia ao início do Período Regulatório em curso, iniciado em 2020, tendo sido incorporados no Regulamento Tarifário em vigor.

Ora, na coerência da defesa da estabilidade e previsibilidade regulatórias que a AGN tem seguido, parece extemporâneo reabrir estas discussões apenas após 1 ano decorrido, em que não houve possibilidade de avaliar os efeitos das metodologias aprovadas.

Acresce que, no caso específico destas instalações, existem decisões de investimento de privados que, naturalmente, são baseadas no enquadramento regulatório em vigor, parecendo apenas legítimo que estas decisões considerem a manutenção de um status quo durante um período mínimo, sendo a equiparação deste ao período regulatório uma assunção razoável.

Deste modo, a AGN considera que a metodologia em aplicação desde 2020 deverá ser, preferencialmente, mantida durante este período regulatório, sem prejuízo de dever ser objeto de uma reflexão, com participação dos diferentes interessados, prévia à preparação da próxima revisão regulamentar ordinária.

Recuperação de montantes indevidamente recebidos

No presente exercício de revisão do RT a ERSE introduziu um artigo novo referente à “recuperação de montantes indevidamente recebidos”.

A AGN entende que o presente artigo é relevante, contudo o seu âmbito e princípio não demonstram razoabilidade e adequabilidade ao que tem sido a regulação do setor.

Desde logo, a ERSE desenvolve no documento justificativo uma associação entre a introdução deste artigo e situações de fraude. Neste sentido, importa referir que esse não é um comportamento com o qual a AGN se identifique, tendo inclusive dificuldade em compreender a motivação invocada pela ERSE para a inclusão do artigo.

A devolução à tarifa de montantes indevidamente recebidos não é novo para os operadores e, no que respeita aos ORD, sempre foi efetuado de acordo com os cálculos e indicações da ERSE. Trata-se, a nosso ver, de situações normais de um mercado regulado que tem vindo a evoluir e que apenas valoriza o desempenho do Regulador e o compromisso dos operadores com a transparência e eficiência tarifária. Importa ainda mencionar que as devoluções à tarifa não sucederam apenas como resultado de ações da ERSE, como também já sucederam por iniciativa dos ORD ao detetarem situações de lapso do Regulador, sem nunca se tratar de fraude.

No que respeita ao princípio do artigo agora introduzido pela ERSE, a AGN entende que este não deve ser o da recuperação, mas sim o da regularização. Não se entende o motivo pelo qual não está igualmente refletida a situação contrária, ou seja, um caráter de equidade. Ou seja, na eventualidade de ser detetado um lapso do Regulador, quer ao nível de parâmetros quer de metodologia, que tenha motivado uma

devolução ao sistema acima do montante correto ou um proveito permitido inferior ao correto, deve estar igualmente consagrada no mesmo artigo a possibilidade de regularização.

A AGN reconhece o trabalho do Regulador desde o início da sua atividade, contudo pretende deixar claro que a sua preocupação é o cumprimento dos acordos que as suas associadas têm com o concedente, contribuindo para um serviço público de elevada qualidade para as famílias e empresas, contando para isso com os proveitos permitidos da sua atividade, cujas metodologias são aplicadas pelo Regulador.

Proposta de Diretiva sobre a Aquisição de Gás de Operação e Devolução do Gás de Enchimento

A AGN nota que, com o aprofundamento da aplicação do código de balanço, será finalmente implementada a compra de gás de enchimento da rede pelo Operador da Rede de Transporte (ORT), para efeitos dos serviços de balanceamento dos agentes.

A AGN considera este desenvolvimento positivo, bem como o consequente programa de devolução do gás anteriormente disponibilizado pelos agentes ao ORT. Entendendo a necessidade de que a programação desta ação seja suficientemente longa para evitar distorções no mercado, deixa-se contudo a sugestão de que a programação diária destas devoluções favoreça os dias úteis, por contraponto aos fins de semana, de forma a contribuir para o alívio de potenciais congestionamentos na emissão desde o Terminal de Sines.

Custos com as alterações das instalações de utilização dos clientes no momento da ligação à rede de gás

No documento justificativo do RT, a ERSE optou por colocar uma questão em aberto sem qualquer proposta concreta de articulado, referindo que decidirá em função dos comentários recebidos em consulta pública.

Desde logo, considera-se que um assunto que, em momentos de consultas públicas anteriores, foi identificado ser de relevância particular para a operação do SNG não deveria ser alvo de uma discussão “aberta”; pelo contrário, alguma alteração ao regime vigente deverá ser acompanhada de uma reflexão aprofundada prévia, suportada por análises quantitativas que permitam aquilatar dos impactes dessas alterações no conjunto do SGN.

A ERSE apresenta um enquadramento sobre os custos com as alterações das instalações de utilização dos clientes no momento da ligação à rede de gás, promovendo as seguintes questões:

41. O tratamento a dar no futuro próximo ao atual reconhecimento dos custos com as alterações das instalações de utilização dos clientes no momento da sua ligação à rede de gás natural. Com esta questão pretende recolher-se contributos: 1) quanto ao modo como a regulação deverá assumir uma posição de neutralidade tecnológica entre vetores energéticos neste domínio; e 2) sobre o ritmo que deverá ser imposta à redução dos montantes unitários máximos que atualmente são reconhecidos pela ERSE para os referidos custos.

A distribuição de Gás é uma atividade desenvolvida em regime de serviço público, mas não de cariz universal pelo que, cabe aos operadores promover a disponibilidade da sua infraestrutura para poder rentabilizá-la na ótica do sistema tarifário.

A atividade de distribuição exige um equilíbrio entre a eficiência de operação e expansão, que será imediatamente afetado por alterações que venham a ser implementadas no enquadramento destes custos.

No estado atual do processo de transição energética que orienta a política energética nacional em busca da neutralidade carbónica, ainda numa fase incipiente de definição e implementação de normativos e de desenvolvimento de tecnologias, nomeadamente quanto à injeção de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono, a ERSE não deveria, por prudência e neste enquadramento de alguma incerteza, promover qualquer alteração ao quadro atual que regula esta atividade específica dos ORD's até ao termo do corrente período regulatório.