



71ª Consulta Pública da ERSE

Revisão Regulamentar do Setor do Gás Natural

Comentários Galp Gás Natural Distribuição

I - enquadramento

A ERSE iniciou um processo de alteração dos regulamentos do setor do gás natural, submetendo à Consulta Pública as propostas de revisão do Regulamento Tarifário, do Regulamento de Relações Comerciais e do Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações.

A proposta de alteração regulamentar visa essencialmente as matérias relacionadas com a fixação de proveitos e das tarifas reguladas, no Regulamento Tarifário. Essas alterações têm impactes em aspetos pontuais dos restantes regulamentos que também se incluem na proposta. Adicionalmente, são incluídas propostas sobre aspetos pontuais do relacionamento comercial que se considera serem de correção urgente, para benefício do funcionamento do mercado retalhista e em coerência com o setor elétrico.

Neste âmbito a GGND, em nome dos seus Operadores de Rede de Distribuição (Beiragás, Dianagás, Duriensegás, Lisboaagás, Lusitaniagás, Medigás, Paxgás e Setgás) vem apresentar os seus comentários e sugestões.

II – Comentários e sugestões

Antes de mais, como comentário genérico não podemos deixar de manifestar a nossa preocupação quanto à tendência das medidas e alterações de regras que parecem indiciar a tendência para a continuidade da redução da remuneração das atividades dos Operadores de Rede de Distribuição (ORDs) do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e desta forma contribuir para comprometer a sustentabilidade económica e financeira destas empresas.

Neste sentido apelamos à sensibilidade do Regulador para tomar em conta o contexto passado e a evolução das medidas ao longo dos últimos anos e as reais consequências de algumas medidas que, apesar da insuficiência de informação e clareza, apontam para a degradação das condições financeiras das empresas que constituem um dos pilares do SNGN.

Importa salientar que a manutenção da sustentabilidade económica e financeira dos ORD's não tem de, nem deve, ser entendida como oposta à competitividade das tarifas do SNGN e à sua sustentabilidade.

A coexistência destes objetivos é viável, através de uma seleção cuidada e ponderada de planos de investimentos, que contribuam de forma clara e efetiva para a redução das tarifas do SNGN.

Como prova dessa evidência, temos os planos de investimentos recorrentemente apresentados pelas empresas do grupo GGND com um contributo efetivo para a redução das tarifas.

Por outro lado, têm também sido apresentados contributos para a implementação de revisões regulamentares que permitam acentuar o efeito positivo de alguns investimentos nas tarifas do SNGN, nomeadamente, pelo impacto relevante que podem representar no aumento de volumes distribuídos para clientes industriais e consequente redução das tarifas do sistema, acrescendo benefícios relevantes para a competitividades de clientes industriais e da economia nacional.

1. Período de vigência das tarifas e período de vigência das metodologias e parâmetros de regulação

Alterar a vigência de todas as tarifas reguladas de 1 de julho a 30 de junho do ano seguinte, para **1 de outubro a 30 de setembro**, harmonizando com os prazos atualmente aplicáveis para as tarifas de uso da rede de transporte nas interligações (VIP).

Mantendo-se o período de regulação com uma **duração de 3 anos**, as metodologias de cálculo dos proveitos permitidos e os parâmetros do novo período de regulação vigorarão entre 1 de janeiro de 2020 e 31 de dezembro de 2022, pelo que os proveitos permitidos do ano civil de 2020 serão calculados com as metodologias de cálculo e os parâmetros do novo período de regulação.

No que respeita às metodologias de definição das tarifas, propõe-se que vigorem entre **1 de outubro de 2019 e 30 de setembro de 2022**, de modo a que os períodos tarifários coincidam com o período de atribuição de capacidade resultante dos leilões anuais.

Comentários e sugestões: Registamos o alinhamento entre período de vigência das tarifas com o ano gás mas reiteramos que, considerando a maturidade do setor regulado, seria oportuno proceder ao alargamento do período de regulação (por exemplo para 4 ou 5 anos), contribuindo para uma maior estabilidade e previsibilidade do sistema tarifário. Adicionalmente deveria ser considerada a fixação das tarifas de acesso à rede de distribuição para um período plurianual.

2. Proveitos permitidos - Taxa de remuneração do RAB

A ERSE refere que o Regulamento Tarifário do setor do Gás Natural tem apenas definida a possibilidade de aplicação de uma taxa de remuneração dos ativos regulados em sede de parâmetros, sem especificar se a taxa a aplicar é **nominal** ou **real**.

Por forma a clarificar os diferentes conceitos e firmar essa prática regulatória aceite como uma *best practice* entre os reguladores, a ERSE propõe que fique a indicação expressa no RT de que a taxa de remuneração **nominal** é a taxa a aplicar **aos ativos não reavaliados**.

Caso os ativos sejam objeto de **reavaliações**, a taxa de remuneração a aplicar será uma **taxa real**, recalculada tendo em conta a inflação.

Inclusão de indicação no **Artigo 9.º - Taxas de remuneração - do RT** do gás natural de que uma taxa de remuneração nominal se aplica ao valor dos ativos não reavaliados e, nas situações em que os ativos sejam objeto de reavaliações, a taxa de remuneração a aplicar será uma taxa de remuneração real, recalculada a partir da taxa de remuneração nominal, tendo em conta a inflação.

Comentários e sugestões: O processo de reavaliação dos ativos foi uma das condições acordadas na renegociação dos novos contratos de concessão, devido à implementação do processo de liberalização do setor do gás natural, para o reequilíbrio económico-financeiro das concessões iniciais, pelo que a aplicação de taxas diferenciadas aos ativos reavaliados fere o princípio estabelecido.

Também de referir que atualmente a ERSE só considera a reavaliação inicial, não incluindo na base de ativos remunerados (RAB) as reavaliações sucessivas.

Neste contexto não é recomendável que esta proposta seja efetivamente considerada na revisão do regulamento tarifário.

3. Proveitos permitidos - Princípio da partilha dos resultados alcançados por aplicação de metas de eficiência

Incluir no artigo 5.º do RT o princípio geral da partilha justa entre empresas e clientes dos resultados alcançados face a metas definidas, que se concretiza, nas atividades sujeitas a regulação por incentivos, na consideração do desempenho das empresas no cálculo dos proveitos permitidos do primeiro ano dos períodos regulatórios.

Comentários e sugestões: A informação disponibilizada revela-se insuficiente para permitir perceber o alcance e consequências deste novo princípio, pelo que se torna necessário clarificar a sua aplicação, âmbito e impactes.

Aproveitamos para reiterar a necessidade das metas de eficiência serem revistas uma vez que a capacidade das empresas continuarem a reduzir os seus custos de operação é cada vez mais limitada, especialmente pelo maior peso dos custos fixos e pelo contexto de envelhecimento dos ativos da rede de distribuição, que obriga os ORDs a incorrer em novas atividades de manutenção (corretiva e preventiva) cujo custo não se encontra refletido na base de custos aceites em vigor. Adicionalmente, as atividades de expansão de rede têm contribuído para a redução dos custos relacionado com as atividades de operação corrente, na medida em que os meios técnicos já se encontram distribuídos pelas áreas de concessão o que permite diluir um custo adicional pela disponibilidade e capacidade dos meios.

4. Proveitos permitidos - Diferenciação da aceitação de custos de investimento para efeitos regulatórios

A ERSE identificou a necessidade do Regulamento Tarifário criar as condições para o **tratamento diferenciado** dos ativos consoante as suas especificidades em termos de natureza, de utilização, de integração ou não na concessão ou nas licenças de distribuição local. Esta diferenciação materializa-se tanto nos procedimentos de recolha da informação sobre esses ativos, que permitam assegurar uma adequada análise da natureza dos ativos (em termos de reporte de informação financeira, como em termos de recolha de informação in loco), como na análise da informação recolhida, designadamente no processo de cálculo dos proveitos.

Em última instância, esta diferenciação tem como objetivo garantir que os gastos associados aos investimentos são devidamente integrados nos ativos regulatórios sujeitos a remuneração ou, caso a natureza dos ativos assim o justifica, sejam considerados de outra forma para efeitos tarifários.

Inclusão de um novo artigo no Regulamento Tarifário (**artigo 9.º-A**) que lhe permita ter em conta a natureza dos ativos para definir o seu tratamento para efeito de cálculo dos proveitos permitidos, designadamente se devem ser remunerados ou se os gastos associados a esses investimentos devem ser considerados de outra forma.

Comentários e sugestões: Apesar da insuficiência de informação e esclarecimentos sobre os fundamentos e impactes desta medida, parece-nos desajustada no contexto da atividade de investimento dos ORDs e poderá traduzir-se numa penalização nos seus proveitos permitidos que já têm sido fortemente afetados pela revisão da regra e parâmetros de cálculo da taxa de remuneração. De notar que é apresentada a possibilidade dos gastos associados ao investimento serem considerados de outra forma (qual?) para efeitos tarifários.

Caberá à ERSE de forma discricionária definir as regras de classificação dos ativos? Quais os critérios de classificação? Como fica assegurado o princípio do equilíbrio económico-financeiro das concessões?

A diferenciação de tratamento de investimento poderá condicionar a racionalidade na priorização dos gastos em investimento.

É uma alteração que reforça a nossa preocupação sobre a evolução da remuneração da atividade de operação das redes de distribuição.

Como esta medida se compatibiliza com as obrigações decorrentes do próprio contrato de concessão assinado entre o Estado e os ORDs?

A concessão tem por objeto a atividade de distribuição de gás natural, exercida em regime de serviço público, na área de geográfica atribuída, integrando, nomeadamente no objeto da concessão:

- A construção, a manutenção, a operação e a exploração de todas as infraestruturas que integram a RNDGN, na área correspondente à concessão, e, bem assim, das instalações necessárias para a sua operação;
- A promoção da construção, conversão ou adequação e eventual comparticipação de instalações de utilização de GN, propriedade dos clientes finais, de modo a que seja possível o abastecimento das mesmas a GN;
- O planeamento, o desenvolvimento, a expansão e a gestão técnica da RNDGN, na área de concessão.

A Concessionária deve desempenhar a atividade de distribuição de acordo com as exigências de um regular, contínuo e eficiente funcionamento do serviço público e adotar, para o efeito, os melhores procedimentos, meios e tecnologias utilizados no setor do gás, com vista a garantir, designadamente, a segurança de pessoas e bens e a segurança do abastecimento. A Concessionária deve, ainda, manter, durante o prazo de vigência da concessão, em permanente estado de bom funcionamento, conservação e segurança, os bens e meios afetos à concessão, efetuando para tanto as reparações, renovações, adaptações e modernizações necessárias ao bom desempenho do serviço público concedido.

Todas as naturezas de investimento realizado pelos ORDs do grupo GGND estão enquadradas nas obrigações acima referidas, pelo que não parece de todo haver justificação para diferenciar ativos para efeito de cálculo dos proveitos permitidos.

Sublinhamos uma vez mais os princípios de orientação e critérios que têm sido adotados na elaboração dos PDIRD-GN do grupo GGND, que têm merecido uma avaliação positiva da ERSE, reconhecendo que o esforço contido de investimento e uma cuidadosa seleção e programação anual de investimentos, tem impacte positivo nas tarifas.

Consideramos que tais princípios e critérios devem ser reconhecidos como referenciais para o setor e premiados através de mecanismos que reconheçam o seu efeito positivo no Sistema Nacional de Gás Natural.

5. Proveitos permitidos – Mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios associados à procura de gás natural dos ORDs

Eliminar a aplicação do mecanismo de diferimento intertemporal dos desvios associados à procura de gás natural aos ORDs. Esta alteração tem impacte no artigo 88º do RT.

A GGND considera positiva a eliminação deste mecanismo para a atividade de Distribuição mas sugerimos que seja também considerada a eliminação do “período de vazio” na distribuição.

A existência de um período de vazio na distribuição de gás, correspondente ao mês de agosto, não adere à realidade operacional da atividade de distribuição pelo que propomos a sua eliminação. Este período com tarifas diferenciadas traz complexidade desnecessária ao tarifário e procedimentos de faturação, sem benefícios para o sistema como contrapartida, uma vez que as redes não estão saturadas. Quanto ao benefício para segmentos específicos de clientes, consideramos que, neste caso em particular, estes podem ser obtidos através de tarifas já existentes, concretamente as de curtas utilizações.

6. Relacionamento comercial – modelo de gestão de riscos e garantias

A proposta de revisão regulamentar prevê a **criação do gestor de garantias do SNGN**. A proposta de revisão regulamentar prevê ainda que, com base em princípios estabelecidos no RRC, **seja aprovada pela ERSE subregulamentação** relativa a garantias a prestar pelos agentes para cumprimentos das suas obrigações perante o SNGN.

Estas alterações estão consagradas nos artigos 2.º, 3.º, do RRC ainda em vigor, 19.º-A (novo), e 82.º-A (novo), 82.º-B (novo) e 82.º-C (novo), integrantes de um novo Capítulo V da proposta de revisão do RRC.

Comentários e sugestões: O desconhecimento da subregulamentação referida limita a perceção dos impactes desta alteração. Atualmente as garantias prestadas no âmbito dos contratos de acesso à rede de distribuição são um instrumento fundamental da gestão de dívida dos comercializadores aos ORDs. É necessário que sejam asseguradas as condições atuais de gestão de riscos com o modelo alternativo sugerido pela ERSE, o que levanta algumas dúvidas atendendo à experiência do setor elétrico onde este mecanismo já foi introduzido na última revisão regulamentar do SEN mas ainda não foi concretizado na prática até ao momento.

7. Relacionamento comercial - Ligação às redes

Estabelecer **um prazo máximo de 45 dias** para o operador de rede proceder à ligação às redes após a aprovação do respetivo pedido pelas entidades competentes (RRC artigo 165º nº 8).

Comentários e sugestões: Em prol de uma melhor qualidade de serviço ao cliente, somos defensores de um prazo de ligação mais curto possível e temos vindo a desenvolver todos os esforços para otimizar os nossos processos internos e sobretudo para sensibilizar os vários intervenientes neste processo, especialmente as entidades competentes (serão as mesmas que o artigo refere?) que têm trazido novas exigências que impactam no prazo de ligação, nomeadamente em termos de policiamento, introdução de novas taxas,

8. Relacionamento comercial – Mudança de comercializador

Plasmar a gravação e manutenção da gravação das chamadas que sejam efetuadas e que se destinem ou resultem na contratação do fornecimento de gás natural. (RRC artigo 126ºA)

Comentários e sugestões: Não temos nenhum comentário específico a mencionar mas aproveitamos a oportunidade para sugerir a introdução da mesma obrigação de gravação para as chamadas de Emergência dirigidas aos ORDs que devem, de acordo com o artigo 75º do RQS, disponibilizar serviços de resposta a situações de emergência.

9. Relacionamento comercial – Medição, leitura e disponibilização de dados

Estabelecer um prazo de 48 horas para que o operador de rede envie ao respetivo comercializador ou comercializador de último recurso retalhista as leituras reais por ele recolhidas ou recolhidas pelo consumidor.
(RRC art 241º nº 12).

Comentários e sugestões: Na definição de novas regras é necessário que seja sempre considerado um período de adaptação e implementação. Os sistemas de informação dos ORDs do grupo GGND não estão preparados para dar cumprimento imediato a este novo requisito que trará uma nova necessidade de desenvolvimento dos sistemas. Alterações em sistemas de informação podem justificar algum delay na sua implementação e prazos de desenvolvimento. Esta situação que se traduzirá em gastos de investimento é um bom exemplo da necessidade de assegurar alguma flexibilidade na gestão de investimento não previsto em PDIRD-GN.

10. Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações

Para efeitos da supervisão da implementação dos projetos de investimento, os operadores das infraestruturas devem enviar à ERSE informação sobre projetos de investimento a realizar nas suas infraestruturas, cujas obras se iniciam no ano seguinte. (RARII - Artigo 28º - Informação sobre novos projetos de investimento)

Comentários e sugestões: Este requisito deve ser somente aplicado a investimento estruturante. Como está explanado nos PDIRD-GN dos ORDs do grupo GGND, o seu investimento em rede é essencialmente constituído por pequenas extensões e ramais em áreas já infraestruturadas, sendo que a sua necessidade surge como resposta às solicitações do mercado, não sendo possível prever com grande antecedência onde iremos realizar efetivamente estas obras. Poderão ser abrangidas por este requisito, projetos mais estruturantes, tais como a renovação da rede da LisboaGás, construção de novo gasoduto de 2º escalão e construção de novas UAGs.