Carta nº 025/2025-CDU

Rio de Janeiro/RJ, 17 de setembro de 2025

À
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP
Avenida Rio Branco, nº 65, 12º a 22º andares, Centro, Rio de Janeiro – RJ, CEP 20090-004
e-mail: plano_coordenado_gas@anp.gov.br

Assunto: **Contribuição do CdU na Consulta Pública nº 003/2025 (Contribuições ao Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte de Gás Natural proposto pela ATGás)**

Referência: **Consulta Pública ANP nº 003/2025**
Processo nº 48610.209307/2024-06

Prezados Senhores,

O Conselho de Usuários do Sistema de Transporte de Gás Natural (CdU), entidade representativa dos carregadores de gás natural no País, vem, inicialmente, parabenizar a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pela abertura da presente consulta pública que coloca em discussão o Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte de Gás Natural ("Plano Coordenado" ou "Plano") submetido pelas transportadoras, conforme estabelece a Lei nº 14.134/21[1] ("Lei do Gás" ou "Nova Lei do Gás").

Tendo em vista a competência legal do CdU em "*monitorar, a qualquer momento, o desempenho, a eficiência operacional e os investimentos das transportadoras, conforme estabelecido no Art. 17 da Lei nº 14.134/21*", nos termos do caput do art. 3º do seu Estatuto Social, apresentamos, a seguir, nossas contribuições na Consulta Pública em epígrafe.

Segundo o disposto no art. 15 da Lei nº 14.134/21, o referido Plano tem o propósito de contemplar otimizações, reforços, ampliações e construção de novas instalações do sistema de transporte, a fim de atender a demanda por capacidade, a diversificação e segurança do suprimento de gás pelo prazo de 10 (dez) anos. Ademais, deveria ser submetido pelo gestor de área de mercado para garantir a integração e coordenação, inclusive metodológica, das

[1] Art. 15 (...)
§ 3º O plano coordenado de desenvolvimento do sistema de transporte terá como objetivo o atendimento da demanda por transporte de gás natural no sistema de transporte, a diversificação das fontes de gás natural e a segurança de suprimento pelo prazo de 10 (dez) anos, conforme regulação da ANP.
§ 4º Incumbe à ANP a avaliação dos planos coordenados de desenvolvimento do sistema de transporte de gás natural e, após realização de consulta pública, sua aprovação.

informações que envolvem redes de transporte distintas, para avaliação, realização de consulta pública e aprovação pela ANP.

Na prática, entretanto, considerando a ausência de regulação e a inexistência de um gestor (ou gestores) de área de mercado, o Plano Coordenado, ora em análise, foi submetido à ANP pela Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto (ATGás), associação que representa as transportadoras dutoviárias de gás natural no Brasil. Além disso, destacamos que, a pesar de haver cinco transportadoras operacionais no País, o referido Plano contempla apenas o planejamento de três transportadoras, quais sejam: TAG, NTS e TBG.

Neste ponto, o CdU entende como fundamental o estabelecimento de gestores de área de mercado de capacidade e a inclusão do planejamento das demais transportadoras no Plano Coordenado, inclusive porque há perspectivas de integração do mercado de gás brasileiro com outros mercados.

Cabe destacar, ainda, que, pela Lei do Gás, no mesmo art. 15, inciso 5, alínea *e*, está definido que o Plano Coordenado deve ser apresentado com a periodicidade determinada pela ANP[2]. Assim, a despeito do definido pela Nova Lei do Gás e no Decreto que a regulamenta, a ANP poderá solicitar à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) estudos específicos para suporte aos planos coordenados de desenvolvimento do sistema de transporte. Da mesma forma, a EPE poderá solicitar à ANP informações sobre os planos coordenados de desenvolvimento do sistema de transporte para estudos do Plano Nacional Integrado de Infraestrutura de Gás Natural e Biometano (PNIIGB), o que poderá gerar sobreposição de processos, considerando que o processo do PNIIGB foi iniciado no 1º semestre de 2025, com a realização, inclusive, de chamada pública para levantamento de ofertas e demandas de gás natural e biometano.

Outro ponto preliminar que o CdU gostaria de apresentar para dar legitimidade ao processo de planejamento e considerando o caráter autorizativo do elo de transporte, é a necessidade de implementação, pela ANP, de rito regulatório e governança para eventual aprovação de investimentos relacionados ao Plano Coordenado ou outra iniciativa, de modo a assegurar o diálogo com o mercado e garantir que as regras estejam claras e previamente conhecidas, inclusive para determinar quais investimentos devem ou não ser considerados integrantes do sistema de transporte e como seus custos serão incorporados à Base Regulatória de Ativos (BRA) das transportadoras que atuam ou venham a atuar no setor (art. 16 da Lei nº 14.134/2021).

Ainda em relação à questão temporal, destaca-se que o Plano Coordenado ora apresentado já se encontra desatualizado tendo em vista que as projeções de oferta e demanda são baseadas em informações de 2023. Outro ponto identificado reside no fato de que o projeto

[2] Art. 15 (...)
V - assegurar a atuação conjunta, coordenada e transparente dos transportadores para:
(...)
e) elaborar o plano coordenado de desenvolvimento do sistema de transporte, na periodicidade determinada pela ANP;

com início de operação no horizonte de tempo mais longínquo, tem data de dezembro de 2030, fazendo com que, smj., o Plano Coordenado apresentado em 2025 tenha uma temporalidade de apenas 5 anos e não de 10 anos conforme preconiza a legislação.

Ademais, ressalta-se a necessidade de separar os investimentos que têm o propósito de atender a interesses específicos, cujos ativos não devem ser incorporados à BRA das transportadoras para socialização de seus custos com os demais carregadores.

Importante mencionar ainda que não está claro em que medida os riscos deste planejamento serão compartilhados com os carregadores, tendo em vista as incertezas envolvidas em um horizonte de longo prazo. O Plano Coordenado submetido à consulta pública inclui projetos com níveis de maturidade muito distintos. Como a ANP ainda não regulou o tema, há incertezas sobre como e em qual momento tais investimentos serão aprovados e traduzidos em receita às transportadoras (incorporados à BRA), ou colocados à disposição para execução por outros interessados.

E mais: aparentemente alguns projetos citados no Plano já foram realizados, o que aumenta a incerteza em relação à forma e ao prazo para serem incorporados à BRA das transportadoras, ou seja, se a ANP oportunizará ao mercado a avaliação adequada desses ativos no momento da revisão da BRA ou se, uma vez aprovados no âmbito do Plano Coordenado, não haverá discussões posteriores.

Sendo assim, seria importante esclarecer se a aprovação do Plano Coordenado pela ANP:

- irá subsidiar a EPE na elaboração do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano; ou
- terá o condão de aprovar os investimentos ali contemplados, indicando aqueles que passarão por chamada pública incremental; e
- se tais investimentos possuem correlação com outros a serem considerados no próximo ciclo tarifário.

No caso específico de aprovação do investimento, este CdU aponta que, para além das incertezas já mencionadas decorrentes da ausência de um rito regulatório e de governança, os documentos disponibilizados não contam com o detalhamento necessário para uma avaliação crítica de cada projeto considerado na proposta de Plano Coordenado submetida.

As informações indicadas nas fichas dos projetos apenas informam o CAPEX (sem uma descrição detalhada do que seria desejável, com incertezas que variam entre -50% a +100%), início de operação do empreendimento, fase (desatualizada) e descrições gerais.

O CdU entende que há a necessidade de apresentação de dados adicionais para justificar a aprovação dos investimentos apresentados, inclusive porque, no *disclaimer* do relatório do Plano Coordenado, as transportadoras e a ATGás não assumem responsabilidade pela completude das informações, nem por perdas decorrentes de seu uso e esclarecem ainda que o Plano Coordenado não constitui projeção, orientação ou garantia de desempenho.

Esses dados precisam vir acompanhados, por exemplo, da correlação de cada projeto com aumento esperado da demanda, estudos de viabilidade econômica quando da comprovação de previsão de demanda e impactos no OPEX. Essa falta de dados pode ser exemplificada na análise dos projetos apresentados pela TAG, em que 87% deles são classificados com a motivação de atendimento à novas demandas, sem, contudo, apresentar o seu fundamento mercadológico.

Ademais, podemos considerar que há projetos concorrentes que não possuem análise de sensibilidade para definir qual alternativa seria a mais econômica e eficiente, a depender do cenário de demanda por capacidade considerado. O mais adequado seria, na visão deste CdU, que o Plano Coordenado distinguisse os cenários para que fossem contemplados somente os investimentos principais e suas respectivas alternativas, de forma que fique clara quais projetos justificam a proposta de R$ 37 bilhões. Da mesma forma, há projetos para correção de gargalos e segurança de suprimento que só se viabilizam em cenários pontuais.

Ressalta-se, ainda, a ausência de análises do custo-benefício de cada projeto, incluindo custo evitado (simulação com e sem o projeto), para identificar interesse comum ou específico, e tampouco foi apresentada, para uma análise comparativa, o status atual do sistema de transporte. Por exemplo, seria importante saber qual é a capacidade técnica e o nível de ociosidade do sistema; e entender o quanto o nível atual de ociosidade consegue acomodar o aumento esperado da demanda, inclusive considerando o vencimento dos contratos legados no horizonte decenal que comportam elevada flexibilidade, a qual exerce influência direta na disponibilidade de capacidade a ser ofertada ao mercado.

Em relação às projeções de oferta e demanda utilizadas para a elaboração da proposta de Plano Coordenado apresentada, não está claro o tratamento metodológico dos dados utilizado na elaboração dos cenários, isto é, qual metodologia foi considerada pelas transportadoras e se todas utilizaram a mesma base e premissas para a coleta de informações, com vistas a estimar a demanda por capacidade.

Especificamente em relação à projeção da oferta, as transportadoras informaram que utilizaram dados da plataforma IGNIS, mas não apresentaram as premissas utilizadas para a elaboração do cenário base, único apresentado. Tendo em vista a dinâmica do mercado de óleo e gás e a sensibilidade dos custos e estratégia nas decisões de investimento e oferta à geopolítica internacional, o CdU reforça a importância do diálogo do Plano Coordenado com as premissas do planejamento energético nacional, de modo que sejam avaliados cenários alternativos, além do cenário base (um mais arrojado e outro mais conservador), explicitando a resiliência dos investimentos propostos, ou seja, até que ponto se manterão viáveis diante da variação da demanda.

Para a projeção de demanda, por sua vez, as transportadoras tomaram como referência dados históricos, além de informações internas mapeadas junto aos carregadores, o que pode gerar um resultado superestimado. Isto porque, para a projeção da demanda industrial, residencial, comercial e automotiva, consideraram um crescimento de 2% a.a, o qual não

reflete o comportamento histórico destes segmentos, que se mantém estáveis ou, em alguns casos, apresentam redução.

A corroborar isso, observa-se, a partir dos dados divulgados pelo MME, que o setor industrial (excluindo refinarias e FAFENs) mantém a sua demanda em torno de 28 MMm^3/dia, os setores residencial e comercial possuem avanços de consumo, mas que, como unidades usuárias de menor porte, não justificam investimentos em reforço do sistema de transporte, e automotivo teve redução, necessitando identificar as expectativas de desenvolvimento diante dos projetos de corredores sustentáveis para atendimento ao transporte pesado. Com efeito, o CdU entende que é relevante uma avaliação que considere informações detalhadas, de modo a garantir uma projeção equilibrada e mais aderente à realidade.

Após a estimativa inicial, cada transportadora refinou suas projeções, por meio de consulta ao mercado realizadas entre 2021 e 2023. No entanto, essas informações não foram disponibilizadas no Plano Coordenado e, em uma busca nos sites das transportadoras, tampouco foi possível acessá-las. Ressalta-se que, no Processo de Oferta da NTS em 2024 e da TBG em 2025, a demanda por capacidade foi bastante distinta do cenário estimado pelas transportadoras, o que acarretou significativo impacto tarifário com necessária atuação do regulador.

Para a projeção da demanda térmica foi considerado o consumo máximo histórico pelas usinas entre 2018 e 2022. Todavia, questionamos se esse deve ser o melhor referencial utilizado pelas transportadoras, tendo em vista que o ONS publica a perspectiva rolante de despacho térmico para os próximos 5 anos no PEN (Plano da Operação Energética). Sendo assim, considerando a sensibilidade dessas informações e as incertezas relativas ao despacho térmico – muito associado às decisões de políticas públicas – recomendamos que sejam adotados cenários de despacho máximo, considerando a contratação de cada UTE.

No caso das térmicas descontratadas, embora disponíveis para despacho, considerando que o próximo leilão de contratação pelo setor elétrico deverá ser realizado apenas em 2026, sugerimos a análise de sensibilidade do impacto incremental de cada uma delas no sistema. Caso haja alguma mudança substancial que possa interferir e exigir investimentos no transporte, deve haver um mecanismo de alocação de custos/riscos que busque evitar que custos específicos para atendimento a um agente sejam socializados.

Seria desejável, portanto, o refinamento e validação das projeções utilizadas, uma vez que os cenários de oferta e demanda traçados são essenciais para orientar a identificação de gargalos que possam comprometer o abastecimento e a segurança operacional do sistema ao longo do prazo estimado. Diante disso, o ponto de partida deveria ser a discussão do *status* atual do sistema para a identificação e transparência dos gargalos existentes ou que possam a vir existir no curto prazo, a partir das expectativas de oferta e demanda que muito provavelmente se realizarão.

Nesta acepção, ao invés de simular os fluxos de gás a partir do recorte temporal, 2028 e 2033, o CdU recomenda que as simulações considerem os projetos prováveis – com FID ou

projeto executivo finalizado, separando-os dos possíveis, que ainda apresentam elevado grau de incerteza e que dependem ainda de análises mais aprofundadas. Essa sugestão é importante para que seja apresentada uma estimativa clara do valor que se espera investir, a fim de permitir simulações de impacto tarifário, e do tempo de implementação de cada projeto.

Sob essa ótica, este CdU também propõe que os órgãos competentes considerem nesta segregação, o cronograma de entrada em operação das novas unidades de produção e/ou consumo de gás natural (com Decisão Final de Investimento e Plano de Desenvolvimento aprovados) para garantir que as transportadoras priorizarão as obras necessárias para reforçar a malha e não serão um gargalo para o início das operações desses projetos.

Neste sentido, o Plano Coordenado deve considerar se, no processo decisório para entrada em operação de novos pontos de entrada e recebimento, há a necessidade de investimentos em reforço da malha (por ex., estações de compressão - ECOMPs) para eliminar gargalos nos fluxos de gás no sistema integrado de transporte. Apenas dessa forma será possível garantir que toda oferta, independentemente do ponto de entrada, seja capaz de atender a demanda, sem restrições de capacidade nos fluxos, ao mesmo tempo que a eficiência do uso das malhas é garantido.

Em relação aos gargalos na rede da NTS, o CdU se posicionou publicamente sobre a importância do investimento na ECOMP Japeri, a fim de evitar contingências devido a restrições operacionais, principalmente pela reversão do fluxo de oferta entre o gás importado da Bolívia e o gás do pré-sal. Isso é comprovado no Plano Coordenado, uma vez que ela se faz necessária em todos os cenários simulados.

Para a TAG, por sua vez, foi apresentada restrição no fluxo de gás decorrente da transferência de gás da Região Sudeste para a Nordeste. Neste caso, haveria a necessidade de investir em uma ECOMP (Itajuípe) para solucionar o congestionamento mapeado. Todavia, não há qualquer informação relativa ao volume deste congestionamento, se ele é persistente ou se acontece em algumas exceções, por exemplo, quando há elevado despacho térmico. A transportadora informa que a simulação do investimento foi comparada aos custos atuais dos serviços de descongestionamento contratados, mas não há informações sobre quando e quanto esses serviços foram acionados. Deste modo, não é possível avaliar se a análise de custos evitados se baseia em custos de congestionamento efetivamente incorridos ou em custos meramente hipotéticos.

Ademais, seria desejável que houvesse a avaliação de alternativas, dentre as quais: inversão de fluxo, que possa reduzir o impacto tarifário; cenários de oferta, incluindo fontes que irão se conectar no Nordeste, como o SEAP, o Terminal de Sergipe e a Margem Equatorial; cenários de demanda, tendo em vista o término dos contratos legados, que modificará a dinâmica do uso da rede, e os leilões térmicos que serão mais flexíveis no futuro alterando a demanda por capacidade de transporte, inclusive com possibilidade de desconexão de térmicas. Percebe-se que, em muitos cenários simulados, a ECOMP Itajuípe parece não se mostrar necessária.

Em resumo, tendo em vista as informações disponibilizadas publicamente, não está clara a necessidade do investimento apresentado pela transportadora. Portanto, é certo afirmar que cenários alternativos ainda precisam ser apresentados e avaliados, os quais garantam a segurança de abastecimento, mas com menor impacto tarifário.

Sobre a questão tarifária, inclusive, o CdU gostaria de maior clareza em relação a forma pela qual os custos serão distribuídos entre os carregadores de todas as malhas, especialmente considerando a existência de gargalos que afetam a malha de gás natural como um todo. Sendo assim, seria desejável que as simulações considerassem a estimativa de implementação de cada projeto e seu impacto nos custos e fluxos de gás no sistema, pelo menos para aqueles projetos que se encontram em estágios mais avançados e que poderão ser considerados no próximo ciclo tarifário.

CONCLUSÃO

O CdU, ao tempo em que reconhece o trabalho executado até o presente momento pelas transportadoras de gás, reforça o seu pedido de que a elaboração do Plano Coordenado tenha uma governança previamente definida pela ANP, garantindo um processo amplo e transparente, com a participação do mercado na elaboração dos cenários, e alinhado ao PNIIGB. Essa governança, inclusive, poderia ser proposta conjuntamente pelas transportadoras e por este CdU para dar maior celeridade e legitimidade ao processo e reduzir os riscos e incertezas envolvidos no planejamento e na aprovação de investimentos. Como trata-se de um planejamento de longo prazo, portanto com elevado grau de incerteza, poderia ser estabelecido um período para revisão dos cenários traçados.

Ademais, conforme apresentado ao longo da presente manifestação, da leitura dos documentos disponibilizados no processo em tela, é possível concluir que muitos projetos contemplados no Plano Coordenado ainda não apresentam grau de maturidade suficiente para uma avaliação criteriosa, por este CdU, quanto a sua necessidade. Portanto, ressaltamos que a presente manifestação não tem o condão de concordância ou discordância em relação a qualquer um deles, mas tão somente de ciência do CdU em relação a tais projetos.

Por fim, para facilitar, segue resumo dos pleitos apresentados na presente contribuição:

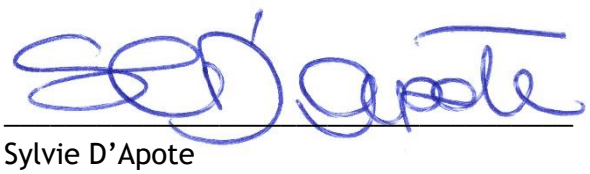
1. Atualização das projeções de oferta e demanda usando premissas mais atuais;
2. Atualização do Plano para estar alinhado com a visão decenal prevista em Lei;
3. Necessidade de inclusão das transportadoras que não constam no Plano Coordenado (TSB e GOM);
4. Definição e implementação de governança da aprovação de investimento com diálogo e participação do mercado e dos usuários;
5. Estabelecimento de metodologia clara, e com participação do mercado, para inclusão do investimento como integrante do sistema de transporte e incorporação na BRA;

6. Apresentação do Plano Coordenado de acordo com a motivação do investimento, tal como é apresentado nas fichas;
7. Reforço da importância de que projetos de interesses específicos não sejam incorporados à BRA, evitando subsídios cruzados;
8. Esclarecimentos quanto ao objetivo da Consulta Pública e sua interlocução com o Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural;
9. Inclusão de análise de sensibilidade quando forem apresentados projetos que são concorrentes entre si;
10. Apresentação de análise de custo-benefício dos projetos;
11. Apresentação de correlação entre os projetos e as necessidades de expansão da rede (capacidade técnica e nível de ociosidade);
12. Necessidade de maior clareza quanto à metodologia utilizada para projeção de oferta e demanda pelas transportadoras;
13. Maior detalhamento das projeções de oferta e apresentação de cenários alternativos para análise de resiliência dos projetos;
14. Maior refinamento das projeções de oferta e demanda; e
15. Simulação de fluxos de gás considerando apenas projetos com maior grau de certeza de implementação.

Por todo o exposto, ainda se requer que nenhuma aprovação de investimentos seja realizada sem o devido crivo das entidades competentes após o necessário diálogo com o mercado, inclusive com o CdU (o que inclui diálogo para além dos momentos de consulta e audiência públicas), de modo a garantir a construção de um ambiente de fato coordenado, integrado e adequado ao desenvolvimento esperado para o setor de gás natural no País.

Renovamos os nossos protestos de elevada estima e consideração ao trabalho desta Agência e nos colocamos à disposição para contribuir neste processo.

Atenciosamente,



Sylvie D'Apote
Presidente