Carta CDU nº 027/2025

Rio de Janeiro/RJ, 08 de outubro 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

Ilmo. Sr. Pietro Mendes
Diretora - Diretoria IV - ANP

Ilmo. Sr. Thiago Campos
Superintendente de Infraestrutura e Movimentação - SIM/ANP

Assunto: **Contribuições do Conselho de Usuários referentes à Consulta Pública nº 08/2025 (Propostas Tarifárias e Propostas de Valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) para o Ciclo Tarifário 2026-2030)**

Referencia: **Processo ANP nº 48610.209490/2025-12**

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 a obtenção de subsídios sobre as Propostas Tarifárias e Propostas de Valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) para o Ciclo Tarifário 2026-2030 das transportadoras de gás natural no País.

Preliminarmente, importante esclarecer que o CdU está ciente da urgência e oportunidade da avaliação das informações apresentadas pelas transportadoras para a definição das novas tarifas que deveriam ser implementadas a partir de janeiro de 2026.

Entretanto, há uma ordem lógica na qual o cálculo das tarifas das transportadoras deva ser realizado. Nesta medida, o CdU entende que as mesmas deveriam ser definidas apenas após a atualização e implementação do novo arcabouço regulatório (modernização da Resolução ANP nº 15/14, atualmente discutida no âmbito da Consulta Pública ANP nº 05/2025), de modo a assegurar tarifas justas e adequadas, em benefício do setor de gás natural como um todo.

É igualmente importante considerar que, para além das discussões que entrelaçam às CP ANP n° 08/2025 e CP ANP nº 05/2025, há também outras discussões fundamentais em curso

que afetaram direta e indiretamente as tarifas das transportadoras, tais como (i) o Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2025 - LRCAP de 2025, o qual ainda não teve suas diretrizes finais publicadas, (ii) o Plano Coordenado, que ainda está sendo avaliado pela ANP e (iii) o Plano Integrado de Infraestrutura de Gás Natural e Biometano - PNIIGB recentemente colocado em consulta pública pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), cuja publicação final está prevista apenas para a 1ª quinzena de dezembro deste ano.

Ou seja, a presente Consulta Pública se comunica, de forma inequívoca, com outros temas em discussão, o que exige uma avaliação conjunta e pormenorizada por parte da ANP para que todas as informações relevantes sejam adequadamente consideradas pelo regulador.

Para além disso, o CdU reforça a necessidade de acesso a todos os documentos necessários ao completo entendimento das informações apresentadas pelas transportadoras no processo em epígrafe. Com isso, afirma que, a despeito de ter tido acesso aos documentos sobre o cálculo das tarifas dos contratos legados em maio de 2025 (a despeito de o CdU ter iniciado a solicitação de acesso a tais documentos em 2023), outras informações foram apresentadas ao longo das consultas públicas em curso, alguns com menos de 20 dias para o término das consultas, o que reduz substancialmente o prazo de avaliação de informações técnicas complexas e, muitas vezes, ainda incompletas ou sem padronização em relação as outras transportadoras.

Neste ponto, cabe reforçar que um dos principais objetivos da consulta pública é a coleta de sugestões para subsidiar os gestores na tomada de decisões com maior embasamento e que representem melhor os interesses gerais. Para tanto, é necessário que sejam disponibilizados todos os documentos referentes ao tema em discussão e que seja ainda concedido prazo adequado para contribuição dos interessados (segundo o art. 9º, § 2º da Lei nº 13.848/19 – Lei das Agências Reguladoras – as consultas públicas devem ter como prazo de duração mínimo, e não máximo, de 45 dias).

Assim, é correto afirmar que, pela natureza do assunto tratado na Consulta Pública em tela, para que todos os interessados possam apresentar contribuições robustas, consistentes e bem fundamentadas, há justificativa suficiente para o deferimento de tempo adicional hábil para a avaliação pública das tarifas que serão aplicadas pelas transportadoras nos próximos anos, com evidente repercussão econômica e social.

E ainda que a metodologia de revisão tarifária já tivesse sido aprovada e publicada pela ANP e que todos os documentos tivessem sido disponibilizados de forma tempestiva pelas transportadoras, ou seja, com tempo suficiente para garantir a adequada e completa análise dos interessados, é fato que as informações que foram apresentadas no processo não passaram pelo crivo prévio da ANP e não foram padronizadas, o que igualmente torna mais complexa a análise das quase 500 páginas de documentos sobre investimentos e mais de 25 planilhas apresentadas pelas cinco transportadoras na CP ANP nº 08/25 (sem contar, os contratos legados e outras informações disponibilizadas nas consultas públicas em curso).

E novamente: não se trata apenas da dificuldade de se avaliar adequadamente o tema, considerando a quantidade de documentos em 45 dias (nem todos completos e/ou

disponibilizados no início do prazo de consulta pública, repita-se, por oportuno). Na verdade, o que se afirma aqui é que, além disso, há a necessidade de conhecimento prévio sobre os investimentos, a metodologia tarifária e de ajustes e complementos nas informações apresentadas pelas transportadoras na CP ANP nº 08/25 – o que, na prática – não ocorreu.

Sobre os investimentos, por exemplo, além de não termos as sinalizações finalísticas quanto ao Plano Coordenado e ao PNIIGB, não há informações disponibilizadas que comprovem a necessidade de grande parte dos novos investimentos ou as diretrizes claras quanto à socialização ou não de custos de novos projetos em atendimento a interesses específicos, muito menos *benchmarks* internacionais e comparativo histórico que justifique o *sustaining capex* das transportadoras.

Com relação à projeção de demanda, as propostas carecem de correlação lógica entre investimento e demanda estimada, assim como há grande incerteza quanto ao cenário que deverá ser utilizado – considerando ou não a demanda termoelétrica. Além disso, deve-se ressaltar a correlação direta entre a tarifa definida e a competitividade dos projetos de geração elétrica no Leilão de Reserva de Capacidade de 2026, ao passo que a tarifa de transporte é fator determinístico nas ofertas de Custo Variável Unitário e Receita Fixa das usinas.

Feitas tais considerações preliminares, considerando o compromisso do CdU em colaborar com a ANP de forma consistente em relação à CP ANP nº 08/25, nos termos do seu estatuto social:

(i) reapresentamos o estudo sobre a BRA dos contratos legados (trabalho encaminhado no processo administrativo referente à CP ANP nº 05/25 – Nota Técnica 1);

(ii) apresentamos novos estudos sobre o WACC e OPEX, que poderão nortear a decisão da ANP em relação a todas as transportadoras, ambos elaborados pela consultoria CALDEN contratada pelo CdU – Nota Técnica 2 e Nota Técnica 3);

(iii) indicamos algumas ponderações prévias sobre os investimentos apresentados pelas transportadoras que, *per se*, justificam uma avaliação mais acurada dos projetos propostos.

Para facilitar o entendimento dos itens acima elencados e seus respectivos anexos - resumidos na sequência - segue tabela contemplando com as propostas das transportadoras na consulta pública em tela:

Tarifa (R$/MMBtu)	2025	2026	2030
NTS (c/ UTE)	8.16	7.83	9.65
		-4%	18%
NTS (s/ UTE)	8.16	9.97	13.42
		22%	64%
TBG[1]	4.88	7.93	7.85
		63%	61%
TAG (c/ UTE)	8.89	11.35	11.69
		28%	31%
TAG (s/ UTE)	8.89	14.32	15.19
		61%	71%

1. Base Regulatória de Ativos

Conforme apresentado no âmbito da CP ANP nº 05/25, o CdU entende que há a necessidade de que as propostas tarifárias considerem as metodologias utilizadas para valoração dos ativos operacionais, tanto para aqueles que fazem parte dos contratos legados como para os ativos que foram incorporados em momento posterior. Nesse sentido, recomendamos que, ao reconhecer os contratos legados como contratos de serviços de transporte — e não como contratos bilaterais — a Agência também adote a metodologia de valoração dos ativos que os compõem.

E isso nos parece uma decorrência lógica, na medida em que a ANP, na Nota Técnica nº 013/2019-SIM (capítulo III), que versa sobre o processo de chamada pública para contratação de capacidade de transporte no sistema da TBG, ter expressamente se posicionado no sentido de que "caso seja constatado que a BRA foi avaliada a maior indevidamente, o valor excedente cobrado dos carregadores contratantes dos produtos de capacidade, cujas tarifas foram estipuladas a partir da tarifa de transporte decorrente do presente processo de Chamada Pública, serão devidamente compensados por um critério objetivo a ser estabelecido pela ANP".

Ou seja, à época a ANP adotou o método de valoração CHCI, considerando apenas a depreciação contábil (conforme pleito da transportadora), pela ausência de informações relativas às memórias de cálculo das tarifas originais, que não foram apresentadas pelas partes. Não é o caso para a revisão tarifária das demais transportadoras, cujas memórias de cálculo foram publicizadas pela Agência. Nesta acepção, recomendamos à ANP considerar os métodos de valoração previstos nos contratos legados, de modo a contemplar o valor residual conhecido e acordado entre as partes. E, no âmbito regulatório (e não contábil), sugerimos a aplicação do CHCI conforme prevista na Resolução ANP nº 15/2014 e na minuta da CP ANP nº 05/2025, considerando a depreciação desses ativos prevista no cálculo tarifário original.

[1] *Para a TBG entende-se que há impacto da utilização de saldos da Conta Regulatória no valor da tarifa vigente em 2025, mas como este não está explicitado na proposta e visando manter a homogeneidade entre as informações apresentadas, manteve-se o valor apresentado na proposta.*

Em relação aos investimentos realizados entre 2017 e 2025 que não foram submetidos à avaliação do mercado, sem prejuízo de uma verificação mais aprofundada, sugerimos à ANP considerar todo e qualquer investimento realizado previamente à incorporação da BRA, seja por meio de informações específicas ou fiscalizações *in loco* por auditoria independente para constatação da prudência e eficiência.

No caso específico da TAG e NTS, por exemplo, tais investimentos, segundo as transportadoras, somam o valor de R$ 3,4 bilhões (sendo R$ 1,7 bilhão para cada). Entretanto, tais gastos não passaram pelo escrutínio do mercado (já que não foram objeto de revisão tarifária) o que impõe a sua análise pelo regulador antes da incorporação à base de remuneração.

Isso reforça o pleito do CdU, já apresentado na CP ANP nº 05/25, de que, no momento não há informações suficientes para que se encerre qualquer discussão sobre a definição da BRA inicial das transportadoras. Um processo de "blindagem" da base regulatória de ativos deve ocorrer somente após a elaboração, pela Agência, de uma contabilidade regulatória robusta e amplamente debatida com o mercado, considerando, sobretudo, duas avaliações: (i) uma física dos ativos, por meio de empresa especializada independente, e (ii) outra de prudência e oportunidade na realização dos custos e necessidade desses ativos, realizada pela própria ANP. Após essa análise, deveria ser conduzido um processo de valoração adequado, a fim de evitar uma dupla remuneração dos ativos.

De forma mais específica, a avaliação independente deve verificar minuciosamente os ativos, a partir dos pontos elencados abaixo:

1. **Inventário Físico:** Confirma a existência, localização e estado de conservação de cada ativo;
2. **Avaliação de Vida Útil e Depreciação:** Analisa a idade dos ativos, sua condição técnica e calcula a depreciação acumulada de acordo com as normas a serem definidas pela ANP, práticas de engenharia e considerando os contratos que consubstanciaram os ativos implementados.
3. **Metodologia de Valoração:** Aplica as metodologias de avaliação reconhecidas, principalmente o custo de reposição depreciado (que estima quanto custaria repor o ativo novo, menos a depreciação pela idade e uso).
4. **Conformidade Regulatória:** Verifica se os ativos são elegíveis para compor a base de remuneração, ou seja, se são efetivamente utilizados para prestar o serviço público.
5. **Análise de Investimentos (Capex):** Audita os investimentos realizados no período, conferindo notas fiscais, contratos e projetos de engenharia para validar se os valores declarados são corretos e eficientes.

Assim, considerando que, na prática, as informações dos ativos são insuficientes, repita-se, o CdU entende que somente com base em uma avaliação que traga tais aspectos é que a ANP poderia fundamentar uma base de remuneração efetivamente consolidada e "blindada".

Para evitar que este problema se aplique a investimentos futuros, sugerimos que qualquer novo investimento seja incorporado à RMP somente após rito de avaliação da proposta de investimento, consulta pública, período de contestação (se for o caso), aprovação pelo regulador e construção e ativação, conforme previsto na regulação vigente.

Sobre o valor novo de reposição, importante destacar que os relatórios apresentados pela KPMG reconhecem que suas conclusões se baseiam em informações disponibilizadas pelas próprias transportadoras e que o auditor não garante a veracidade dessas informações, ou seja, não há garantia de conformidade, o que deve ser considerado pela ANP na sua avaliação regulatória.

Em relação às premissas, os valores apresentados relativos às estações de compressão se basearam em orçamentos levantados pelas próprias transportadoras junto a seus fornecedores ou, como no caso da NTS, em consulta a apenas um fornecedor – o que não parece ser a melhor forma de embasar o cálculo do valor novo de reposição.

Sobre os gasodutos, que representam 70% dos valores apresentados pela TAG, eles se basearam no custo levantado pelo GASIG, gasoduto com apenas 11 km de extensão e extrapolado para toda rede. No caso da NTS, além do valor do GASIG, foram utilizados valores do projeto Subida da Serra, o que parece não estar adequado.

Dessa forma, o CdU entende que as conclusões apresentadas pelos auditores acerca do valor novo de reposição informado pelas transportadoras, utilizado como referência para a BRA, devem ser consideradas com as devidas reservas, não sendo um trabalho com o rigor requerido em outras regulações.

Por fim, o CdU aproveita a oportunidade para reforçar que a manutenção dos dispositivos recomendados na minuta constante da CP ANP nº 05/25, associada às informações já apresentadas pelas transportadoras na CP ANP nº 08/2025, resultará em aumento injustificado do cálculo da Base Regulatória de Ativos das transportadoras, com impactos tarifários relevantes, o que não é razoável, justo ou proporcional, considerando que, em qualquer cenário, as tarifas devem afastar a contabilização de custos já pagos pelos usuários do serviço de transporte, **conforme demonstra o documento técnico reapresentando nesta contribuição**.

2. WACC

Como é do conhecimento de V.Sas., nos setores intensivos em capital e regulados, como é o caso do transporte de gás, o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC, na sigla em inglês) é um dos fatores de maior impacto na tarifa, uma vez que representa o multiplicador de toda

a BRA reconhecida pelo regulador. Nesse sentindo, uma variação de décimos de percentual pode afetar a tarifa proporcionalmente maior.

Não por acaso, as transportadoras contrataram duas consultorias para propor a taxa WACC, as quais produziram dois relatórios com mais de 50 páginas cada.

Na prática, o resultado das propostas tarifárias apresentadas pelas transportadoras na CP ANP nº 08/2025, indicam uma taxa de retorno para remunerar seus investimentos de 9,4% ao ano, em termos reais.

O Conselho de Usuários, por sua vez, entende que tal patamar é alto se comparado a setores regulados com riscos semelhantes, como é o caso, por exemplo, da energia elétrica e a distribuição de gás natural. Nesta medida, destaca as seguintes referências como forma de estabelecer um *benchmark* comparativo em relação à WACC proposta pelas transportadoras:

i. Deliberação ARSESP Nº 1.630, de janeiro/2025, para concessionárias de gás canalizado do Estado de São Paulo: 7,90% a.a.

ii. Despacho ANEEL nº 882, de março/2025, para ativos de distribuição de energia elétrica: 8,03% a.a.

iii. Despacho ANEEL nº 882, de março/2025, para ativos de transmissão de energia elétrica: 7,89 % a.a.

Inclusive, sobre o percentual, há divergência entre as próprias transportadoras. Enquanto TAG, NTS e TBG apresentaram a proposta supracitada, o GOM e TSB sugeriram WACC de 7,25%, em linha com o valor atualmente praticado e com outros setores citados. Tal fato igualmente evidencia a sobrevalorização da proposta das três transportadoras.

Ressaltamos a comparação com a taxa de remuneração regulatória da distribuição (que opera em um modelo de *Price Cap* e assume o risco de demanda do insumo, geralmente mais alto do que da transmissão ou transporte os quais, sob o regime de *Revenue Cap*, não possuem o risco de demanda incorporado à tarifa) que corrobora a inexistência de razão econômica para remunerar o capital no transporte de gás nos níveis propostos pelas transportadoras.

Ou seja, o patamar indicado nas propostas das transportadoras pode ser considerado muito elevado sob a ótica da comparação com outras taxas determinadas por reguladores de atividades em segmentos com estruturas de risco comparáveis. Com relação aos riscos do negócio, deve ser afastado o infundado argumento de que o transporte de gás natural apresenta maior risco que os demais segmentos citados pelo fato de ser regime de autorização (e não concessão), o que demandaria taxas de remuneração mais elevadas, mas, independente do ato de outorga, a atividade de transporte tem seus riscos mitigados frente a sua extensa regulação.

Ademais, importante não perder de vista que as propostas apresentadas pelas transportadoras, ao mesmo tempo em que traduzem uma maior aderência com a metodologia aplicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – quando afasta riscos para a sua atividade – se distanciam da mesma metodologia quando não lhes é favorável, sem justificativas - o que, por certo, não merece prosperar.

Neste ponto, o CdU entende que são necessárias adequações quando se propõe a aplicação da metodologia da ANEEL, considerando que a presente discussão trata de transporte de gás e não de energia elétrica. Entretanto, considera que o estudo apresentado pelas transportadoras apresenta lacunas e inconsistências que devem ser avaliadas e corrigidas pela ANP para garantir a aprovação de tarifas justas e adequadas.

Ademais, a despeito de não se discutir a metodologia em si, mas sim a definição dos parâmetros utilizados pelas transportadoras, parece-nos fora de contexto e das premissas de uma revisão tarifária quinquenal, a solicitação apresentada pelas transportadoras para que o custo de capital próprio seja fixado por 15 anos.

Além da perspectiva comparativa, é fundamental avaliar a metodologia de definição do cálculo do WACC de modo a verificar a aderência em relação às melhores práticas regulatórias e adequação a melhor forma de refletir a remuneração do risco do serviço de transporte de gás. Nestes termos, o trabalho da CALDEN, em anexo, indica inconsistências relevantes com relação aos parâmetros utilizados na proposta das transportadoras. Dito de forma ainda mais objetiva: o cálculo do WACC, contido nas propostas das transportadoras, não está aderente com uma remuneração justa e adequada.

Cabe, então, ao regulador, com base em experiências semelhantes e observando as especificidades, buscar o equilíbrio entre a remuneração justa do capital investido e a modicidade tarifária para os consumidores, o que, segundo o CdU, afasta a aplicação do percentual de 9,4% ao ano, em termos reais, conforme proposto na CP ANP nº 09/25 por três transportadoras.

Em resumo: conforme detalhamento apresentado no estudo anexo da CALDEN, sugerimos a definição de WACC no valor de 7,05% (em termos reais) para o próximo ciclo tarifário.

3. OPEX

O cálculo dos custos operacionais, de manutenção e administrativos das transportadoras, representa mais de 20% da receita proposta aos usuários nos pleitos tarifários da TAG, da NTS e da TBG. Trata-se de um montante significativo que não pode ser negligenciado na análise da Receita Máxima Permitida (RMP). Em contextos de regulação de monopólios naturais, é responsabilidade do regulador avaliar a razoabilidade dos valores apresentados pelas empresas reguladas, dado que não há forças de mercado atuando diretamente para promover ganhos de eficiência.

A regulação por incentivos, cujo objetivo é estimular a eficiência na operação dos ativos, exige a análise da evolução histórica dos custos operacionais e a utilização de ferramentas como *benchmarking* e estudos retrospectivos para identificar os níveis de custo eficientes que devem ser considerados. No entanto, as transportadoras forneceram informações limitadas sobre o OPEX, restringindo-se à apresentação de tabelas sem detalhar os fatores determinantes (drivers) dos custos ou os critérios utilizados para o rateio entre os valores já ressarcidos pelos contratos legados e os ativos das Malhas Nordeste e Sudeste.

Nesse sentido, a inconsistência em relação às memórias de cálculo dos contratos legados é evidente. Enquanto o valor de OPEX considerado para o sistema Malhas Sudeste era de R$ 228 milhões anuais atualizados, a NTS apresentou uma média anual de R$ 553 milhões — um aumento superior a 140%. Para o sistema Malhas Nordeste, o valor previsto na memória de cálculo era de R$ 325 milhões por ano, ao passo que a TAG apresentou R$ 446 milhões, representando um acréscimo de aproximadamente 40%.

Adicionalmente, as transportadoras pleiteiam o ressarcimento de valores passados relacionados a gastos com iniciativas de abertura de mercado. Embora o CdU reconheça a relevância dos esforços para ampliar o acesso ao mercado livre de gás natural, tais despesas não foram submetidas a qualquer processo formal de avaliação regulatória. Tampouco foram apresentadas justificativas técnicas ou econômicas plausíveis para esses gastos. As transportadoras, portanto, propõem uma inovação na lógica da regulação econômica ao buscar o reconhecimento de custos pretéritos que não foram previamente regulados, o que deve ser corrigido de modo a garantir resultados justos e eficientes.

O detalhamento deste ponto será apresentado no estudo anexo da CALDEN.

4. Investimentos

Por fim, sobre os investimentos propostos pelas três principais transportadoras (TAG, NTS e TBG) temos um total de R$ 12,3 bilhões previstos para os próximos cinco anos. Inicialmente cabe considerar que o valor proposto é praticamente quatro vezes maior do que o realizado no último ciclo (menos de R$ 2 bilhões) e que representa 79% da BRA inicial proposta (de R$ 15,4 bilhões). Considerando apenas essa informação, depreende-se, já de início, que os investimentos apresentados são desproporcionais e isso impacta diretamente nas tarifas das transportadoras.

Mas não é apenas isso. Há questões relacionadas aos investimentos apresentados pelas transportadoras que devem ser avaliados com cautela e maiores informações. Contudo, devido ao tempo reduzido de contribuição e a qualidade das informações disponibilizadas (conforme relatado acima), sobre o tema o CdU restringe-se apenas a listar alguns pontos específicos e relevantes apresentados pelas transportadoras para consideração do regulador, sem prejuízo de outros que merecem ser avaliados antes da aprovação das tarifas das transportadoras:

- Em linhas gerais, os investimentos em expansão propostos não preveem chamada pública e período de contestação, conforme determinado pelo art. 11 da lei 14.134/21. Solicitamos, portanto, que a construção de novos gasodutos de transporte cumpra o rito legal.
- No caso específico da NTS, os novos investimentos totalizam R$ 5,84 bilhões, sendo 56% referentes a projetos de expansão. Dentre os investimentos, destacam-se:
    - EComp Japeri: R$ 748 milhões. Instalação já aprovada pela ANP. CdU entende o reforço necessário devido à redução do gás vindo da Bolívia e aumento da produção do pré-sal;
    - Ecomp Macaé: R$ 1 bilhão. Neste momento, o CdU não se posiciona favorável à aprovação deste investimento considerando que a justificativa não esclarece os benefícios e a necessidade de fato da implementação do projeto, sem explicitar os limites e custos de manutenção da alternativa operacional atual, sendo necessária a apresentação de cenários de simulação termohidráulica (capacidades de movimentação integrada TAG/NTS com e sem a ECOMP e com a indicação do GASOG no PNIIGB) que justificam a necessidade de implantação da referida ECOMP. Além disso, solicitamos esclarecer se a necessidade da ECOMP está vinculada com a implantação do GASINF.
    - GASINF: R$ 1,15 bi. Neste momento, o CdU não se posiciona favorável à aprovação deste investimento, uma vez que esta alternativa não se mostra a mais eficiente para interligação do complexo do Açu, conforme PNIIGB (que indica o GASOG como melhor alternativa). Não está claro também se o custo destas infraestruturas deve ser arcado pelo mercado ou apenas pelos carregadores interessados. Para tanto, seria necessário o cumprimento do rito de chamada pública.
- No caso da TAG, o principal investimento é a Ecomp Itajuipe: R$ 962 milhões. Neste momento, o CdU não se posiciona favorável à aprovação do investimento, uma vez que não está clara a necessidade da sua implantação, além de ser uma avaliação que depende mais diretamente do resultado do LRCAP. Neste sentido, inclusive, importante mencionar que o Conselho enviou uma série de questionamentos e pedidos de informação à transportadora ainda em 2024, sem qualquer resposta até setembro de 2025, momento em que recebeu respostas que ainda demandam esclarecimentos adicionais. Portanto, ainda não está clara a necessidade de construção da estação de compressão e se os cenários nos quais ela se mostrou necessárias são factíveis de ocorrer.
- Em relação à TBG, os novos investimentos totalizam R$ 3,125 bilhões. Chama atenção que o nível de CAPEX da TBG se iguala à base de ativos inicial do ciclo. Principais investimentos:
    - Ecomp Gaspar (R$ 446 milhões). Aumenta a capacidade trecho Sul em apenas 374 mil m^3/dia. O CdU está ciente do gargalo de capacidade existente no extremo sul do Gasbol. Contudo, questionamos o valor do investimento.
    - Programa de Reclassificação de Classe de Locação – R$ 1,68 bilhão. Troca de trechos do gasoduto devido a densidade populacional. Considerando a redução de volume

advindo da Bolívia, CdU gostaria de maiores esclarecimentos sobre soluções alternativas para Classe de Locação, por exemplo, redução da pressão de operação nestes trechos.

Ainda no contexto de aprovação de novos investimentos, o CdU entende que é essencial definir um tratamento adequado aos investimentos que impactam o sistema integrado apresentados pelas transportadoras, de modo a evitar que benefícios sistêmicos sejam concentrados em redes específicas sem justa alocação.

Nesta medida, apenas considerando os pontos acima elencados, entendemos que a avaliação dos novos investimentos apresentados pelas transportadoras na consulta pública em tela ainda não está madura para ser aprovada por esta ANP, sinalizando para um incremento tarifário ainda sem a devida justificativa, o que reforça a solicitação do CdU para a prorrogação de prazo referente a tais itens.

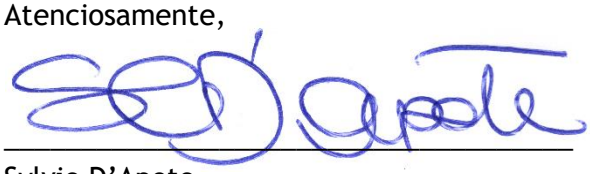
Neste ponto, o CdU reforça o pleito, já apresentado na ANP, de concessão de prazo adicional para envio de contribuições, pelo menos em relação aos investimentos apresentados pelas transportadoras, preferencialmente concatenado ao resultado da CP ANP nº 05/2025, para que seja possível apresentar um estudo mais robusto e detalhado, semelhante aos estudos apresentados pela CALDEN sobre a BRA, WACC e OPEX.

ENCAMINHAMENTO FINAL

Feitas tais considerações, o Conselho de Usuários, ao mesmo tempo em que reconhece o trabalho executado pela ANP e pelas transportadoras, reforça a necessidade de prorrogação e concatenação da CP nº 08/25 para garantir um prazo exequível para avaliação dos novos investimentos das transportadoras, dos investimentos pretéritos sujeitos a incorporação à BRA e das projeções da demanda, além de permitir que esses itens importantes sejam avaliados à luz da metodologia tarifária atualizada. Isso de modo a proporcionar mais robustez, equilíbrio e adequação das tarifas de transporte de gás que serão aplicadas nos próximos 5 anos.

Ademais, pelas razões apresentadas na presente manifestação e nos estudos da CALDEN, espera-se um tratamento adequado referente à metodologia de valoração da BRA, ao WACC, OPEX e investimentos, de modo a afastar o risco de injustificado incremento tarifário.
Reiteramos o nosso compromisso com o desenvolvimento regulatório do setor e nos colocamos à disposição para colaborar com a ANP na construção de soluções que promovam equilíbrio, eficiência e segurança jurídica.

Atenciosamente,



Sylvie D'Apote
Presidente