

Contribuições da ABRACE Energia à Consulta Pública ANP nº 03/2026 – Valoração da Base Regulatória de Ativos e do Planos de Investimentos das transportadoras

1. Introdução

Inicialmente, congratulamos à ANP pela presente consulta pública que tem como objetivo discutir o método para valoração e depreciação da Base Regulatória de Ativos (BRA) e dos investimentos propostos pelas transportadoras para o ciclo tarifário 2026–2030. Não podemos deixar de reconhecer e formalizar nessa contribuição o árduo esforço regulatório da Agência em buscar o equilíbrio tarifário, a modicidade das tarifas e o interesse público, orientando a aplicação de uma metodologia que reflita o adequado valor residual dos ativos.

Nesta acepção, citamos a acertada decisão da Agência em introduzir na RANP nº 991/2026 – a qual estabelece o regime tarifário a ser aplicado aos sistemas de transporte – o Método de Capital Recuperado (*Recovered Capital Methodology* – RCM). Este método, amparado em reconhecidas experiências internacionais, é capaz de evitar que os investimentos originais já recuperados sejam mantidos na BRA, evitando a dupla remuneração dos ativos.

Assim, a ANP solicitou às transportadoras TAG e NTS e à Petrobras, proprietária dos ativos à época do início desses contratos que, hoje, chamamos legados, um conjunto de informações necessárias para o cálculo da BRA utilizando o RCM. Entretanto, nem todas as informações solicitadas foram encaminhadas ao regulador, dificultando – *a priori* – a aplicabilidade do método indicado e defendido pela ANP.

Infere-se, assim, que os agentes regulados não seguiram a determinação regulatória, forçando o regulador a subordinar-se às informações que decidiram disponibilizar e impedindo o pleno exercício da função reguladora: assegurar eficiência econômica nas decisões e estabelecer o melhor equilíbrio à repartição de rendas e ao interesse entre usuários e prestadores do serviço. Portanto, frisa-se que **o início de um processo regulatório sem a transparência do conjunto de informações necessárias ao cálculo comparativo de todas as metodologias apresentadas priva o regulador de obter a melhor solução regulatória e reduz a capacidade dos agentes do mercado em contribuir de forma mais assertiva.**

Diante do problema da assimetria de informações, espera-se que o regulador institua mecanismos que estimulem a empresa regulada a fornecer corretamente os dados solicitados. Do contrário, haveria um incentivo perverso, por meio da prática de o regulado constantemente não atender às exigências imposta pelo regulador, restringindo-o de tomar as ações necessárias. Tal entendimento decorre do poder-dever do regulador de decidir mesmo diante de lacunas informacionais, não podendo a omissão do agente regulado impedir o exercício da função regulatória. Esse comportamento pode resultar na obtenção de rendas extraordinárias e captura de parte do bem-estar social pelos agentes regulados, algo que, em uma atividade de monopólio natural deve ser evitada, forçosamente, pelo regulador.

Cabe ressaltar que a omissão no fornecimento de informações ao regulador não configura mera irregularidade formal, mas conduta que compromete o exercício adequado da função regulatória. Nos termos do art. 1º, §3º, inciso II, e do art. 2º da Lei nº 14.134/2021, incumbe aos agentes da indústria do gás natural permitir o acesso do regulador a informações, registros e dados operacionais relevantes, bem como disponibilizar, em meio eletrônico, informações sobre suas instalações, capacidades e contratos, sendo inerente ao regime jurídico regulatório o dever de transparência e colaboração.

Ademais, a atuação administrativa está submetida aos princípios da eficiência e da supremacia do interesse público, de modo que a ausência de informações não pode comprometer a adequada formação do juízo regulatório nem afastar a adoção de medidas necessárias à prestação eficiente do serviço. Nesse contexto, a não apresentação, a apresentação incompleta ou inverídica de informações pode ensejar a aplicação de sanções administrativas, nos termos do art. 3º, incisos V, VI, XVI e XIX, da Lei nº 9.847/1999, sem prejuízo da possibilidade de arbitramento de valores pela Agência quando demonstrada a impossibilidade de obtenção dos dados.

Para tanto, primeiramente, recomendamos à ANP que a metodologia de definição da BRA, e sua possível blindagem, não seja definida com base na falta de informação prestada. Ou seja, neste momento, caso os dados e premissas apresentados não sejam suficientes para que o regulador tenha liberdade na escolha da metodologia a ser adotada, sugerimos não estabelecer a blindagem da BRA, tendo em vista às assimetrias e incertezas envolvidas no processo de sua valoração.

Isso permitirá que a ANP tenha tempo adequado para analisar e decidir pela correta valoração da BRA, dando conforto ao mercado para a sua blindagem. Caso as informações requisitadas não sejam disponibilizadas, a Agência poderia aplicar

penalidades ou sanções pela incompletude ou inveracidade dos dados, as quais deveriam ser proporcionalmente maiores aos ganhos esperados pela ocultação, nos termos do inciso VI, do art. 3º da Lei nº 9.847/1999¹.

Caso as transportadoras **comprovem** que as informações solicitadas são inexistentes, cabe ao regulador arbitrar, **reproduzindo as variáveis necessárias** com base nas melhores informações, prática usual dentro da regulação setorial e internacional. Neste sentido, sugerimos que a ANP assuma premissas para reproduzir tais custos. De outra forma, os usuários do sistema de transporte poderão ser prejudicados por falha do agente regulado – ou da Petrobras, à época – na contabilização de tais informações.

Para esse ciclo, a ABRACE sugere que a ANP considere as premissas propostas pelos carregadores (Conselho de Usuários) para a aplicação do método RCM, o qual, na nossa visão, consiste na melhor ferramenta para atingir os objetivos defendidos pelos usuários: evitar a dupla remuneração dos ativos. Neste ínterim, recomendamos que a Agência, em um processo público, isonômico e transparente, valide tais premissas por meio de um debate legítimo, dando a oportunidade de as transportadoras, inclusive, contestarem a proposta do mercado, contribuindo para a arbitragem do regulador. Dessa forma, o debate e a análise das propostas relativas ao método RCM, ao longo do processo de revisão tarifária com a realização de audiência pública, subsidiará a decisão sobre a blindagem da BRA com fundamentos claros e robustos.

Neste contexto, reiteramos a visão da ABRACE, que a blindagem da BRA deva partir da análise do RCM. Isto é, a não disponibilização das informações pelas transportadoras não deve impedir, por si só, a aplicação do método. Caso a ANP decida aplicar metodologia distinta do RCM, por exemplo, as demais opções disponíveis – CHCI ou o VNR – essa escolha deve ser lastreada em informações de auditoria independente, e não dos próprios agentes regulados.

Por fim, questionamos a ausência de análise de prudência dos ativos vinculados aos contratos legados, objeto desta revisão tarifária. Foi muito positiva a postura da ANP em considerar a prudência e a necessidade dos novos investimentos propostos

¹ Nos termos do art. 3º, inciso VI, da Lei nº 9.847/1999, constitui infração administrativa, sujeita à aplicação de multa, a não apresentação, na forma e no prazo estabelecidos na legislação aplicável — ou, na sua ausência, no prazo de 48 (quarenta e oito) horas — de documentos comprobatórios relativos às atividades da indústria do petróleo e do gás natural, abrangendo, entre outros, produção, importação, exportação, transporte, armazenagem, distribuição e comercialização.

para esse ciclo, mas é igualmente necessária a análise da prudência dos investimentos passados, principalmente, por terem sido decididos em um regime exclusivamente privado, atendendo a estratégia da empresa detentora, à época, dos ativos: Petrobras. Esta nossa recomendação tem fundamentação legal, § 3º do art. 13 da Lei nº 14.134/2021. *In verbis*:

Art. 13. A malha de transporte poderá ser organizada em sistemas de transporte de gás natural, nos termos da regulação da ANP.

(...)

*§ 3º O cômputo da receita máxima permitida de transporte e o cálculo das tarifas de transporte devem considerar a sinalização dos determinantes de custos associados à área de mercado de capacidade e ao sistema de transporte, além de incluir **critérios de eficiência e competitividade**, de acordo com a regulação estabelecida pela ANP. [g.n]*

A exclusão da capacidade estruturalmente ociosa (teste de prudência) é necessária quando o objetivo é determinar a base de remuneração regulatória, ou seja, o valor sobre o qual o investidor tem direito a ser remunerado. Esse critério garante que apenas a capacidade utilizada ou necessária para prestar o serviço de transporte comporá o cálculo tarifário.

Algo similar, foi utilizado em 2011 para a TSB, em que a ANP adequou a dimensão do gasoduto para fins tarifários, justamente, porque houve frustração da demanda efetiva em relação à demanda estimada pela transportadora à época da realização do investimento. O custo decorrente de frustração de demanda não pode ser socializado, uma vez que a decisão do investimento, frisa-se, foi tomada por uma única empresa, portanto, de forma privada.

Esse efeito tem total relação com o que vem sendo adotado, acertadamente, pela Agência na análise dos custos apresentados pelas transportadoras. A ANP não reconheceu alguns dos novos investimentos propostos, gastos em *sustaining* e OPEX, tendo em vista a transição do modelo: encerramento dos contratos legados (regime privado) para contratos firmados em regime regulado. Alguns desses investimentos, no entendimento do regulador, o qual a ABRACE corrobora, deveria ser custeado, exclusivamente, pelo carregador original desses contratos, de modo a evitar subsídios cruzados entre carregadores. Ressalta-se que haverá a transferência do risco e, por consequência, do custo do investimento da Petrobras

aos demais carregadores, caso for mantida a decisão de não considerar a prudência desses investimentos pela ANP no cálculo tarifário.

Em relação aos investimentos que serão incluídos à BRA, destacamos a acertada decisão da Agência em considerar apenas aqueles projetos que possuem autorização de construção, a fim de mitigar a insegurança da aprovação de investimentos que não tenham viabilidade técnico-econômica comprovada. Com essa decisão, a ANP cumpre o rito legal estabelecido, o qual institui que o planejamento do sistema de transporte deve ser previamente discutido com a sociedade para ser aprovado pelos órgãos competentes, amparado em amplo debate público.

Ademais, congratulamos a decisão da Agência, tomada na aprovação da RANP 991/2026, em incluir os investimentos à BRA quando estes estiverem operacionais. Assim, neste processo de revisão tarifária, a ANP condiciona a sua aprovação à comprovação, pelas transportadoras, dos valores efetivamente incorridos, os quais deverão ser analisados para fins de remuneração.

Por fim, aproveitamos esta consulta pública para tratar de um tema que deve ser profundamente discutido na próxima etapa: a demanda de referência para o cálculo da tarifa de transporte. Preocupa-nos o tratamento que será conferido à capacidade contratada no âmbito dos contratos legados, por meio dos Acordos de Redução de Flexibilidade (ARF). Conforme já exposto por essa Associação em outras oportunidades, o ARF não pode ser utilizado como mecanismo de redução de capacidade contratada pelo carregador original. Pelo contrário, o compromisso assumido por ele, no âmbito dos contratos legados, deve ser mantido até o final desses contratos.

É imperativo rememorar o aumento tarifário decorrente do processo de oferta de capacidade da NTS em 2024, resultado de uma interpretação abrangente da Petrobras em relação ao referido acordo para transferir parte da ociosidade dos contratos legados aos novos carregadores. Sendo assim, de modo a evitar que esse comportamento possa ocorrer novamente, sugerimos que a ANP adote como denominador do cálculo tarifário, além da projeção de contratação de capacidade pelo mercado – nos horizontes de longo e curto prazo, a capacidade contratada nos contratos legados vigentes. **Frisa-se que o ARF deve descongestionar a capacidade necessária à contratação por novos carregadores e não transferir o custo da capacidade ociosa do carregador original para o mercado de gás.**

2. Base Regulatória de Ativos (BRA)

2.1. TAG e NTS

A ABRACE gostaria de tecer algumas considerações, acerca da alternativa proposta pela ANP, em adotar a metodologia do Valor Novo de Reposição (VNR), aplicando a depreciação técnica, de modo a refletir o consumo econômico do ativo ao longo de sua vida útil. Primeiro, destacamos a decisão acertada da Agência em ajustar a forma de cálculo proposta pelas transportadoras, adequando o marco temporal para a depreciação dos ativos, a partir da entrada em operação, e desconsiderando, para o caso da TAG, o piso residual proposto para os ativos que atingiram o período máximo estabelecido em regulação, 30 anos. Isso demonstra rigor técnico da ANP e coragem regulatória diante das pressões infundadas que visam majorar a BRA.

No entanto, como a ANP mesmo reconhece, o VNR é um método de cálculo complexo e subjetivo, muito sensível a variações intertemporais – preços e fronteira de custos. Tendo isso em conta, percebe-se que a Agência tomou uma decisão conservadora ao estabelecer o seu valor de VNR a partir de dados apresentados pelas próprias transportadoras. Esse conservadorismo pode, por um lado, reduzir a exposição a questionamentos por parte dos agentes regulados, mas por outro, supervalorizar a BRA, a partir de informações imprecisas e não-independentes.

Por exemplo, para a NTS, a ANP decidiu manter o valor proposto pela transportadora, por meio do relatório da consultoria KPMG de R\$ 16,6 bilhões, alterando apenas o valor depreciado por mudanças metodológicas já mencionadas nessa contribuição. Para a TAG, por sua vez, a ANP faz um ajuste de cálculo entre os valores de VNR propostos, utilizando a metodologia apresentada também pela KPMG. Esta consultoria apresentou três valores para o VNR TAG: i) R\$ 10,7 bilhões (Custo de Reprodução); ii) R\$ 12,3 bilhões (Custo de Reposição pelo *Modern Equivalent Asset* – MEA); e iii) R\$ 14,7 bilhões (base efetivamente utilizada para cálculo do VRD). A ANP, utilizando a mesma forma de cálculo da segunda opção (MEA) chega a um valor de R\$ 13,7 bilhões (11% superior), porque incluiu no seu cálculo Estações de Distribuição de Gás (EDGs) e ramais que não estavam inseridos nos cálculos da KPMG/TAG.

Contudo, em que pese o valor adotado – R\$/metrol-pol – como referência à construção de gasodutos nos pareça razoável, em relação a estudos da EPE e outras referências setoriais, não houve nenhuma análise técnica a respeito dos fatores de correção de escala, complexidade construtiva e especificidades técnicas para cada trecho de gasoduto considerado. Além disso, para as EDGs a ANP adotou o custo estimado pela KPMG sem qualquer análise crítica, a respeito. A rigor, a utilização do

VNR deveria estar embasada em laudo de consultoria independente, garantindo informações e premissas equilibradas para a correta valoração desses ativos.

Em relação à aplicação do RCM, **apoiamos a proposta encaminhada pelo Conselho de Usuários (CdU) construída pela Consultoria Calden**. Não corroboramos com os argumentos levantados pelas transportadoras que se trata de um método casuístico e tampouco aplicável a infraestrutura regulada. Pelo contrário, reforçamos que o RCM atende aos objetivos regulatórios, defendidos por inúmeros agentes do setor nas consultas e audiências realizadas, de forma a reduzir as assimetrias de informação e evidenciar custos (in)eficientes. No contexto da regulação, este método é conceitualmente aplicável, tendo em vista que os ativos em questão foram valorados sob uma ótica privada, sem interferência ou anuência do regulador, portanto em um regime negociado que transita, neste momento, para o regime regulatório.

Sob essa ótica, como acertadamente aponta a Consultoria Calden, *[s]e a ANP utilizasse apenas o Custo de Reposição Depreciado (CRD) ou o Custo Histórico Corrigido (CHCI), haveria um risco elevado de não reconhecer que parte expressiva do capital pode já ter sido recuperada em períodos passados de alta lucratividade*. E essa foi justamente o objetivo do regulador em utilizar o RCM: reconstruir de forma retrospectiva os parâmetros econômicos e financeiros, de forma a refletir a recuperação real do capital investido.

A análise de sensibilidade realizada pela Calden corrobora a necessidade de aplicação do método RCM, a fim de evitar a dupla remuneração dos ativos. A Calden utilizou um cenário base, a partir das seguintes premissas:

- i) Receita Líquida: para o Malhas SE foram considerados os dados disponibilizados pela NTS para o período de 2017–2024. Como os dados apresentam pouca variabilidade, considerou-se a média para os demais anos não informados pela transportadora. No caso do Malhas NE, pela ausência de apresentação dos dados pela TAG, a consultoria utilizou os dados informados pela transportadora, por meio da receita estabelecida em contrato (*ship-or-pay*).
- ii) OPEX: para o Malhas SE foram utilizados os dados disponibilizados pela transportadora para o período de 2017–2024, seguindo o mesmo racional (cálculo da média) utilizado para os anos faltantes. Como a TAG também não disponibilizou os dados relativos aos custos operacionais, para o

Malhas NE utilizou-se o cálculo médio do OPEX por quilometragem de gasodutos, disponibilizados em demonstrações financeiras.

- iii) Impostos: considerando o impacto das receitas líquidas e que parte dos impostos indiretos são informados diretamente no OPEX foi estimado apenas o valor referente ao Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido. Esse percentual foi aplicado sobre a Receita Líquida. Importa ressaltar que os dados utilizados são conservadores, tendo em vista os incentivos fiscais observados pela transportadora, por meio da SUDENE.
- iv) Taxa de remuneração: pela ausência de informações verificáveis, foi utilizada como *proxy* a taxa de retorno aplicada à distribuidora Comgás. Contudo, a Calden utiliza um fator redutor de 10%, obtido pela diferença entre as taxas aprovadas pela ARSESP à Comgás e ANP às transportadoras no período 2020–2025, tendo em vista que a previsão de receita garantida nos contratos legados não impõe riscos de volume às transportadoras, enquanto para a Comgás é aplicado o regime *price-cap*, em que a concessionária assume integralmente as variações de volume.
- v) Estimativa de CAPEX e custo de construção: foram utilizados os dados informados pelas transportadoras na CP nº 8/25, por meio do método CHCI. Como os contratos Malhas NE e Malhas SE possuem valores anteriores ao início do contrato, em uma visão conservadora, foi aplicada a depreciação contábil, de modo a obtermos os valores líquidos em 01/01/2006.

A partir das seguintes premissas, o resultado por meio da aplicação do método RCM tanto para o Malhas SE como para o Malhas NE aponta para um valor residual zero, uma vez que o resultado – receita histórica desses contratos por uma análise retrospectiva – supera, substancialmente, o valor esperado. Para os Malhas SE e Malhas NE, respectivamente, tal resultado é superior em R\$ 17,3 bilhões e R\$ 10,9 bilhões, o que indica taxas de retorno anuais muito elevadas, de 32,9% e 16,75%, em termos reais, no horizonte contratual, 2006–2025. Importa considerar que a Calden, em todos os cenários, incorporou no fluxo de caixa os gastos em *Sustaining*, ao longo dos anos.

Para confirmar o conservadorismo das premissas utilizadas, a Calden ainda realizou cenários de sensibilidade, com a finalidade de estressar algumas variáveis e demonstrar ao regulador a importância de adequar o método de valoração da BRA,

por meio da aplicação do RCM. Um dos cenários, utiliza para valoração da BRA inicial – custo de construção dos ativos – o VNR calculado pela consultoria KPMG, contratada pelas transportadoras, ajustado pela ANP, mantidas as demais premissas *coeteris paribus*. Ainda assim, o resultado também seria base residual dos contratos legados zero, apresentando valor superior de recuperação, cerca de R\$ 6,5 bilhões para o Malhas SE e R\$ 7 bilhões para o Malhas NE.

Outro cenário, ainda mais conservador, aplica o RCM a partir da data de aquisição dos ativos pelos novos acionistas, neste caso, 2017 para a NTS e 2019 para a TAG. Deste modo, o valor inicial da Base de ativos foi calculado pela metodologia CHCI e o período pós aquisição pelo RCM. As demais premissas foram mantidas. Neste cenário, houve valor superior de recuperação para o Malhas SE, no montante de R\$ 1,4 bilhão (base de ativos zero) e para o Malhas NE, um valor residual a ser depreciado de R\$ 1 bilhão.

Percebe-se que, mesmo adotando premissas conservadoras, a partir dos dados disponibilizados pelas transportadoras, foi encontrado, em três cenários calculados, valores muito inferiores àqueles inicialmente pleiteados pelas transportadoras. Deste modo, recomendamos a ANP a aplicação do RCM, com o objetivo de corrigir as assimetrias de informação pela ausência de dados suficientes que suporte adequadamente a aplicação das demais metodologias, alinhando a valoração da BRA ao princípio da recuperação econômica efetiva, a fim de evitar a dupla remuneração dos ativos, e preservando o equilíbrio regulatório.

2.2. TBG

Em relação à valoração da BRA inicial da TBG, não questionamos, neste caso, a adoção do método CHCI pelo regulador, objeto de decisão na ocasião da primeira revisão tarifária da transportadora, em 2019. Tampouco questionamos o rateio do valor residual entre a proporção de capacidade alocada nos contratos legados e regulados. Todavia, é imperativo destacar que o processo regulatório para valoração da BRA das transportadoras TAG e NTS tem distinção relevante se comparado ao da TBG.

O fator mais relevante é a falta de disponibilização de informações contábeis confiáveis para a TAG e NTS, cuja principal razão, como bem fundamentado pela ANP, decorre da ausência de segregação contábil em uma ótica operacional privada e verticalizada em que custos comuns não eram estruturados com finalidade regulatória entre atividades competitivas e monopolísticas. Esse não é o caso da

TBG, uma vez que o gasoduto foi estruturado em *project finance*, a partir de uma SPE (Sociedade de Propósito Específico) instituída para viabilizar o financiamento do projeto e com isolamento de risco em relação aos acionistas. Dessa forma, no entendimento da ABRACE a adoção do método CHCI para a TAG e NTS não é equiparável à TBG, tampouco o rateio proporcional entre contratos legados e regulados não faz sentido pela lógica operacional.

No que tange aos ativos somados à BRA inicial, ressurte-se de maiores explicações acerca do entendimento da transportadora, endossado pela ANP, de que são necessários exclusivamente à operação dos contratos regulados, sob o modelo por entradas e saídas. No entendimento da ABRACE, para ratificar essa conclusão, haveria a necessidade de comprovar que a operacionalidade desses novos ativos não guarda qualquer relação com a alocação e operacionalidade do contrato TCO Brasil. Ou seja, questionamos a sugestão de que estes novos ativos (e novos custos) não deveriam ser rateados com os contratos legados vigentes, dado que tanto os contratos legados quanto os regulados estão lastreados na operação do mesmo gasoduto.

Na Nota Técnica nº 5/2022/SIM-CGN/SIM/ANP-RJ, a ANP informa que a Petrobras poderia utilizar as capacidades deste contrato por meio de aditivos contratuais em condições similares àquelas capacidades alocadas aos carregadores do regime por entradas e saídas, com algumas flexibilidades remanescentes do regime de contratação postal. Infere-se, portanto, que a compatibilidade destes modelos contratuais sugere que estes novos investimentos possam beneficiar operacionalmente o carregador original. Se isso for verdade, com exceção da categoria “linepack contratos legados TCQ e TCX”, não há razão para que os custos sejam imputados, exclusivamente, aos carregadores do novo regime.

Em relação à incorporação dos investimentos relativos ao *linepack* à BRA, a ABRACE vem sistematicamente questionando a ANP sobre essa conduta, ao longo das chamadas públicas realizadas. Esse, no entanto, é o primeiro processo tarifário em que se discute a sua incorporação à BRA. De um lado, é preciso salientar que não houve, em nenhum momento, análise de eficiência ao processo de aquisição deste gás pela transportadora. O custo de aquisição indicado é muito superior ao preço do gás comercializado ao mercado à época, o que justificaria uma ação do regulador, de modo a evitar que decisões ineficientes por parte do regulado sejam repassadas indiscriminadamente aos carregadores.

Esta questão é ainda mais sensível, tendo em vista que a aquisição do linepack pela TBG ocorreu por meio de uma operação verticalizada (não-independente), ou seja, a

transportadora adquiriu o gás de seu próprio acionista, Petrobras. Neste cenário, e tendo em vista que o custo de aquisição do *linepack* é integralmente repassado à tarifa sem escrutínio individualizado, é certo que a transportadora não terá incentivos para otimizá-lo, socializando ineficiências com os carregadores.

Segundo, não está claro como serão gerenciadas as variações de preço do *linepack*, tendo em vista que ele cumpre duas funções: i) é parte indissociável da operação – o duto precisa do gás pressurizado para funcionar; e ii) é um mecanismo de armazenamento de curto prazo para balanceamento do sistema de transporte. Sobre o primeiro ponto, comentamos, mas reforçamos que o nível de estoque ótimo deve estar claro em regulação, de modo a evitar a possibilidade de recuperação de um nível estruturalmente superior ao mínimo necessário. Em relação ao segundo ponto, o custo médio do estoque tem relação direta com o repasse do custo operacional do transporte, por meio das ações de balanceamento efetuadas pelo transportador. Assim, o carregador poderia absorver duplamente a ineficiência da aquisição do *linepack*, via tarifa e via custo de balanceamento.

Ainda, questionamos a incorporação à BRA do investimento em classe de locação de trecho do gasoduto de Garuva, tendo em vista que esse gasoduto faz parte de um contrato de conexão e não de transporte – *stricto sensu*. Sob essa ótica, gastos *Sustaining* neste duto devem ser assumidos pela parte interessada, e não socializados. Ressalta-se que o abastecimento pelo ponto de Garuva está, inclusive, temporariamente suspenso, uma vez que a FSRU foi transferida pela New Fortress.

Assim, como não há oferta sistemática de gás natural por este ponto, ao nosso ver, não há benefício sistêmico para justificar a socialização deste custo, o qual recomendamos fortemente que não seja incluído à BRA pela ANP, tendo tratamento tarifário específico no âmbito do contrato de conexão.

2.3. TSB

Como já ressaltamos anteriormente, a ANP adequou a dimensão do trecho 1 e do trecho 3 do gasoduto da TSB para fins tarifários, a fim de evitar a socialização do custo com a frustração (ou erro de dimensionamento) de demanda com o mercado. Essa decisão, acertada, do regulador é elementar para a modicidade tarifária e para garantir eficiência alocativa, o que deve ser usado como exemplo à aprovação da BRA das demais transportadoras.

Este mesmo raciocínio deve ser levado em consideração na análise de aprovação do *linepack*. Para além do nosso posicionamento, registrado nessa contribuição, se a capacidade foi dimensionada para uma demanda que não se confirmou, os custos do *linepack*, proporcionais a essa capacidade projetada, não podem ser simplesmente repassados aos carregadores. Desse modo, ratificamos o nosso entendimento e recomendamos à ANP que questione não apenas a proposta de valor similar para cada trecho, mas também o nível de *linepack* necessário para a operação. Ou seja, recomendamos que a ANP avalie se há prudência no pedido da transportadora, de forma a não permitir a recuperação de um estoque superdimensionado.

3. Sustaining CAPEX

3.1. TAG e NTS

São considerados como *sustaining capex* os investimentos necessários para preservar a capacidade operacional e a produtividade atual dos gasodutos, diferenciando-os dos gastos relativos à expansão de capacidade (*growth capex*). Em relação ao OPEX, enquanto gastos em *sustaining* têm como foco a eficiência do ativo no longo prazo, os gastos em OPEX focam na eficiência operacional imediata. Assim, há uma correlação inversa entre esses dois componentes que demanda análise regulatória consistente do planejamento financeiro apresentado pelo agente regulado.

Um alto investimento em *sustaining capex* deve refletir na redução dos custos operacionais, em uma lógica de otimização do TOTEX (CAPEX + OPEX), portanto, no entendimento da ABRACE, as soluções propostas precisam indicar essa direção. Tendo isso em vista, entendemos como correta as decisões tomadas pela ANP, a respeito. Primeiro, há a preocupação e o cuidado do regulador em evitar que investimentos pretéritos em *sustaining*, os quais deveriam ser remunerados pelos contratos legados sejam repassados às tarifas neste ciclo tarifário. Aqui, ao tomar essa decisão, o regulador impede o repasse intertemporal destes custos e a dupla remuneração desses investimentos, considerando o modelo proposto pela Agência à valoração da BRA: VNR.

Segundo, há falhas na apresentação da documentação por parte do agente regulado. A ausência de informações contábeis e operacionais para evidenciar o planejamento em *sustaining*, que deveria ter sido realizado pelas transportadoras, não deixa claro se pode ter havido postergação dos investimentos para serem

incluídos e remunerados neste ciclo tarifário, algo que o regulador acertadamente reconhece.

Assim, apoiamos as glosas indicadas pela ANP por entender que grande parte dos gastos apresentados estão vinculados à remuneração dos contratos legados, e as condições para aprovação de alguns desses gastos, os quais deverão ser admitidos tão somente quando apresentada auditoria operacional que comprove a necessidade e a economicidade dos investimentos e a apresentação de custos e projeções referenciados pela experiência setorial/internacional.

Para uma melhor compreensão do que está sendo pleiteado pelas transportadoras e aprovado pelo regulador, seria desejável que fosse exigido um plano de operação, sob o qual as transportadoras devessem apresentar análise de risco quantificada para justificar gastos em *sustaining*. Isto é fundamental para equilibrar o custo de substituição de um equipamento, por exemplo, com o seu desempenho depreciado. Nesta acepção, a aprovação de um projeto deve ser avaliada sob a ótica do impacto financeiro esperado, sob o qual deveria apresentar um custo inferior às demais alternativas.

Ademais, importa ressaltar que a ANP exigiu documentação técnica, para fins de comprovação da necessidade e prudência dos investimentos, atendendo ao comando normativo, apenas para as categorias de investimento que apresentem valores superiores a 5% do *sustaining* CAPEX total do ciclo. Segundo a Agência, esse critério levaria tais investimentos a serem classificados como “materiais”. No entanto, não há quaisquer esclarecimentos por parte da ANP em relação à definição deste percentual.

Compreendemos o objetivo da Agência em direcionar esforços na avaliação de projetos de maior relevância, mas tal estratégia não pode eximir que investimentos menores se furtem do processo regulatório e não estejam sujeitos a controle. Como trata-se de um critério subjetivo, cujos montantes podem variar substancialmente a depender do valor total proposto pelas transportadoras, reforçamos a necessidade de a ANP melhor definir os critérios de “materialidade” dos investimentos que não podem assumir um denominador comum para todas as transportadoras.

Ao nosso ver, tal critério abre margem para as transportadoras fragmentarem projetos para “fugir” da regra estabelecida ou que eventual proposição de inúmeros projetos de menor magnitude, os quais possam representar conjuntamente parcela significativa do *sustaining* pleiteado, fiquem de fora do escopo regulatório. Ressalta-se que no caso da TAG, a proporção de projetos que não se enquadra no contexto

de materialidade soma 25% do custo total de *sustaining* e para a NTS, esse percentual é da ordem de 19%. Para a NTS, a ANP faz essa avaliação na seção 4.4.7, em que examinou categorias que individualmente representaram participação inferior a 5% do *sustaining* capex total, tendo em vista apresentarem relevância qualitativa por risco de estarem sobrepostas ou fazerem parte de outros ativos para além dos que compõem o Malhas Sudeste. Contudo, mesmo com a diligência demonstrada pelo regulador, o risco que levantamos ainda não estaria completamente mitigado.

Na nossa visão, a materialidade dos investimentos deveria partir da análise de um plano de operação, sob o qual as transportadoras devessem apresentar matriz de risco quantificada para justificar gastos em *sustaining*, conforme mencionamos anteriormente. Essa estratégia regulatória poderia contribuir para a redução das assimetrias de informação e em facilitar que o regulador identifique indícios de irregularidade. Entretanto, caso a ANP mantenha o seu entendimento, recomendamos que a amostragem derive da proporção do projeto em sua categoria de *sustaining* e não sobre o *sustaining* total.

4. Novos Investimentos

4.1. TAG

A decisão da ANP para os investimentos realizados (anteriores à 2026), propostos pela TAG para inclusão à BRA deste ciclo tarifário (2026–30), guarda coerência regulatória com a avaliação do *Sustaining Capex* realizado até 2025. Segundo o regulador, a inclusão desses investimentos à BRA dependeria de testes de elegibilidade, os quais deveriam comprovar que: i) não houve dupla valoração com o método VNR utilizado pela ANP; ii) já não foram remunerados pelos contratos legados; e iii) foram prudentes e necessários.

Ainda, a ANP questiona o pleito da TAG, especificamente, em aplicar a taxa de retorno real de 7,25% a.a, até então vigente, para capitalizar tais investimentos, realizados sob a égide de outro regime contratual, não-regulado. Como não está claro se tais investimentos já foram remunerados no âmbito dos contratos legados, a ANP, de forma sensata, concluiu por não os considerar no cômputo tarifário, preservando a modicidade tarifária do regime regulado.

É oportuno também destacar o empenho e o rigor técnico da Agência na varredura e análise dos investimentos propostos pela TAG. A ANP faz uma análise detalhada,

justificando tecnicamente a sua decisão em considerar ou não cada ativo proposto. Nesta análise, identificou inúmeros ativos investidos e que se encontravam operacionais anteriormente à data de aquisição pelos novos acionistas. Corroboramos com a ANP de que, dificilmente, tais ativos, já operacionais, não foram contabilizados no processo de venda, restando injustificada a sua inclusão à BRA. Há, ainda, vários investimentos propostos que não integram o Malha Nordeste, mas a outros contratos legados ainda vigentes. Novamente, de forma acertada e precisa, a ANP decidiu por não os considerar.

Em relação aos novos investimentos propostos para o ciclo tarifário, destacamos a acertada decisão da Agência, materializada na RANP nº 991/2026, em incluí-los à BRA quando da entrada em operação. Assim, o momento da operação é o momento adequado para a inclusão do ativo à BRA, a partir dos custos efetivamente incorridos, sem a necessidade de recálculo ou adaptação dos valores, caso fossem inseridos no início do ciclo tarifário. Além disso, frisamos a necessidade de realização de testes econômicos prévios à autorização de construção por meio de chamada pública para estimar a demanda efetiva, de modo a comprovar a viabilidade econômica do investimento ou a necessidade de seu redimensionamento.

Tendo isso em vista, reforçamos o nosso entendimento que a autorização de construção, por si só, não representa um fato consumado para a garantia de remuneração do investimento ao transportador. Ela demonstra a necessidade e a prudência do projeto, a partir de estimativas da demanda efetiva. Mas há ainda a necessidade de confirmar se houve frustração de demanda, por meio do processo de contratação de capacidade.

Sendo assim, tendo em vista que o processo de chamada pública poderá terminar na etapa de manifestação de interesse, na qual é estimada a demanda efetiva, ou na etapa de contratação de capacidade, em si, a depender da escolha do transportador (inciso IV do art. 42B da RANP nº 11/2016), qualquer frustração de demanda não pode ser socializada com os demais carregadores, mas objeto de tratamento tarifário junto ao carregador solicitante do investimento.

4.2. NTS

Em relação à NTS, cabe-nos tecer algumas considerações. O GASIG foi incluído à BRA em 2024, a partir do valor efetivamente incorrido, com depreciação regulatória iniciada naquele ano. No entanto, à época de sua inclusão à BRA foi considerado um período de depreciação de 15 anos e não 30 anos conforme usualmente adotado

pela ANP. Nota-se que neste processo tarifário a Agência não traz nenhuma informação a respeito, o que nos faz entender que foi mantida a depreciação acelerada.

Na visão da ABRACE, não há qualquer motivação para que o regulador adote – ou mantenha – um período distinto de depreciação para este gasoduto, em relação ao regularmente aplicado. O GASIG não é um ativo que apresenta maior risco inicial. Isso está demonstrado no processo de oferta de capacidade em que quase a totalidade da capacidade ofertada foi contratada. Neste sentido, recomendamos ao regulador que ajuste o prazo de depreciação deste ativo de modo a não onerar, injustificadamente, as tarifas de transporte. Destacamos que qualquer redução tarifária tem impacto direto na competitividade do gás, seja pelo custo da tarifa em si ou por meio das penalidades operacionais aplicadas.

Por fim, em relação ao compartilhamento de risco (+30% -20%) entre o custo estimado na fase de construção e o efetivamente incorrido na entrada de operação do ativo, válido para todas as transportadoras, recomendamos que esteja claro no processo tarifário que tal gatilho seria acionado apenas se for demonstrado que o custo a maior transcorreu por fatores exógenos à gerência das transportadoras, afetando o equilíbrio econômico-financeiro do projeto. Isso é importante para incentivar que as transportadoras tomem as melhores decisões, prezando pela eficiência do investimento.