



CONTRIBUIÇÃO PARA A CONSULTA PÚBLICA n.º 11/2026 da ANP

Este documento apresenta a contribuição dos autores para a Consulta Pública n.º 11/2026 da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que trata da proposta de aplicação do Método do Capital Recuperado — Recovered Capital Methodology (RCM), como metodologia para a valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA), no âmbito da revisão tarifária em curso das transportadoras TAG e NTS.

Equipe:

Edmar de Almeida

Luciano Losekann

Niágara Rodrigues

1. Apresentação

O Grupo de Economia e Regulação (Gener) da Universidade Federal Fluminense (UFF) vem, por meio desta contribuição, apresentar comentários à Consulta Pública n.º 11/2026 da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que trata da proposta de aplicação do Método do Capital Recuperado — Recovered Capital Methodology (RCM), como metodologia para a valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA), no âmbito da revisão tarifária em curso das transportadoras TAG e NTS, conforme apresentado na Nota Técnica n.º 14 e n.º 15 de 2026.

A definição da BRA constitui um dos elementos centrais da regulação tarifária de transporte de gás natural, uma vez que dela derivam a Receita Máxima Permitida e as tarifas aplicáveis aos usuários do sistema de transporte. Por essa razão, a metodologia adotada para a valoração dos ativos deve observar critérios rigorosos de transparência, auditabilidade, previsibilidade regulatória e aderência ao arcabouço normativo vigente.

A discussão ganha especial relevância no atual processo de revisão tarifária, pois envolve ativos associados a contratos legados, originalmente estruturados em um ambiente de tarifas negociadas entre as partes e posteriormente preservados pelo marco legal do setor (Art. n.º 44 da Lei do Gás 14.134/21). A transição para o regime regulado foi construída sobre uma premissa de estabilidade, em que os contratos vigentes seriam respeitados até seu término, e a regulação tarifária passaria a incidir sobre os novos contratos.

A contribuição sustenta que a aplicação do RCM representa uma ruptura em relação à jurisprudência construída pela ANP desde a chamada pública da TBG em 2019. O RCM é utilizado em circunstâncias bem específicas na Austrália e não pode ser considerado uma referência internacional, sendo pouco documentado em artigos e análises. O RCM não é consistente com os métodos modernos de regulação, já que implica em controle direto da taxa de remuneração, retirando incentivos para o comportamento eficiente. Além disso, o método é muito sensível às hipóteses consideradas, motivo que levou o regulador australiano a privilegiar as metodologias tradicionais de valoração de ativos. Dessa forma, para não caracterizar casuismo regulatório, as hipóteses de cálculo devem ser coerentes e bem embasadas. Não é isso que ocorre na nota

técnica em consulta pública, que mistura abordagens *backward* e *forward looking*. A contribuição ilustra que, caso a ANP utilizasse janelas mais longas para o cálculo da taxa livre de risco, conforme utilizou em revisões anteriores, a estimativa da BRA da Malha Nordeste aumentaria seis vezes em relação ao valor proposto na nota técnica.

A contribuição está organizada em quatro seções. A primeira seção discute a jurisprudência regulatória da ANP em relação ao cálculo da BRA, com destaque para o precedente da revisão tarifária da TBG. A segunda seção analisa as limitações conceituais e práticas do RCM como metodologia de valoração de ativos para fins de determinação de tarifas reguladas. A terceira seção avalia as adaptações propostas pela ANP na Nota Técnica n.º 15/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ e seus impactos sobre a consistência metodológica do cálculo. Por fim, a quarta seção discute os potenciais efeitos da adoção do RCM sobre a percepção de risco regulatório, a segurança jurídica e os incentivos ao investimento no sistema brasileiro de transporte de gás natural.

2. A Jurisprudência Regulatória da ANP em Relação à BRA

O principal desafio para o cálculo da BRA na atual revisão tarifária das transportadoras NTS e TAG está associado à transição de um ambiente de tarifas negociadas, que vigorou até 2009, para um ambiente de tarifas reguladas pela ANP. Essa transição preservou os preços negociados em contratos antigos, enquanto novas tarifas passaram a ser determinadas pelo regulador.

A Lei n.º 11.909/2009 (Lei do Gás) introduziu o marco legal para a regulação do transporte de gás natural e estabeleceu as bases para a atuação da ANP na aprovação das tarifas de transporte. Ao mesmo tempo, preservou as condições econômicas dos contratos de transporte anteriormente celebrados. A Lei n.º 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), ao instituir o novo marco legal do gás natural, manteve a competência da ANP para disciplinar as tarifas de transporte e reafirmou a preservação dos contratos legados. Portanto, a própria transição regulatória foi construída sobre uma premissa de estabilidade: os contratos

vigentes seriam respeitados, e a regulação tarifária se aplicaria aos novos contratos e aos novos ciclos regulatórios.

A ANP já enfrentou desafio semelhante na revisão tarifária da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), quando parte de seus contratos de longo prazo venceu em 2019. No contexto da revisão tarifária da TBG, a Agência precisou estabelecer a BRA, cuja remuneração havia sido originalmente estruturada em um ambiente de tarifas negociadas entre as partes e mantidas até o vencimento dos contratos. A solução regulatória adotada pela ANP em 2019 consistiu em considerar os valores dos investimentos iniciais explicitados nos documentos e planilhas de cálculo tarifário que embasaram as tarifas homologadas pela ANP (Notas Técnicas ANP 13/2019 e 01/2021). Além dos investimentos efetivamente realizados, a ANP aplicou a regra da depreciação regulatória estabelecida pela Resolução ANP n.º 15/2014.

Essa decisão criou uma jurisprudência regulatória relevante para o setor. Ao utilizar metodologia baseada em custo histórico corrigido pela inflação (CHCI), a ANP consolidou uma prática de cálculo da BRA compatível com os princípios de transparência, previsibilidade e aderência ao arcabouço normativo então aplicável.

A Resolução ANP (2026a) n.º 991/2026 preserva essa lógica ao estabelecer no § 2º do Art. 6 que, para gasodutos de transporte em fase operacional, inclusive aqueles já em operação na data de publicação da RANP 991, a metodologia de valoração da BRA deve levar em consideração o Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI), o Custo de Reposição Novo (CRN) ou metodologias alternativas amplamente reconhecidas e adotadas pelo mercado. A resolução admitiu também a possibilidade do uso do RCM nos casos de ativos nos quais vigoraram tarifas negociadas entre partes.

Nesse ponto, como será mais explorado no próximo item da contribuição, é importante destacar que o RCM não pode ser caracterizado, em sentido estrito, como uma metodologia amplamente utilizada para fins de regulação tarifária de gasodutos. A Nota Técnica n.º 2/2026 (ANP, 2026b) afirma expressamente que o RCM não é metodologia predominante para definição tarifária *ex ante*, sendo utilizado como ferramenta de transparência regulatória e benchmarking de custos históricos.

Mais importante, a própria ANP (2026b) reconheceu, na Nota Técnica n.º 2/2026, que, quando utilizado como metodologia primária de definição *ex ante* da BRA, o RCM pode apresentar risco de circularidade, uma vez que o capital remanescente depende das receitas passadas, que, por sua vez, foram influenciadas por metodologias anteriores de valoração e definição tarifária. Em razão dessa característica, a Agência concluiu que sua aplicação requer cautela metodológica, especialmente em contextos de revisão estrutural do regime regulatório.

Na Nota Técnica n.º 8/2026 da ANP (2026c), elaborada no âmbito da Consulta Pública n.º 03/2026, ao tratar do Contrato Malhas Nordeste, a ANP afirmou que a aplicação do RCM exige o acompanhamento histórico, exercício a exercício, das receitas efetivamente arrecadadas, dos custos operacionais incorridos, dos tributos pagos e da taxa de retorno associada ao capital investido. A Agência também reconheceu que, diante da documentação então disponível, não havia informações suficientes para viabilizar a aplicação do RCM de forma tecnicamente consistente e prudente.

Essa constatação é central. O RCM não é um método de simples aplicação paramétrica. Ele depende de base informacional completa, granular e auditável ao longo de todo o período analisado. Na ausência desses elementos, o cálculo residual do capital recuperado pode produzir distorções significativas, pois pequenas alterações nas premissas de receita, custos, tributos, taxa de retorno do capital, inflação, alocação de custos comuns e tratamento de contratos legados podem alterar substancialmente o valor residual da BRA.

A adoção do RCM na atual revisão tarifária, sem demonstração inequívoca de que os riscos metodológicos anteriormente identificados foram superados, representaria mudança relevante de orientação regulatória da própria ANP. Tal mudança seria ainda mais sensível por ocorrer durante o próprio processo de revisão tarifária e por contrariar a jurisprudência regulatória construída pela ANP na revisão da TBG, na qual foram utilizados métodos usuais de valoração da BRA.

Eventuais mudanças na metodologia com vistas à redução da base de remuneração em função de pagamentos passados ou a incorporação na revisão de contratos ainda vigentes representariam rupturas em relação à

metodologia vigente, implicando em riscos regulatórios para investimentos no sistema de transporte de gás natural no Brasil. É importante ressaltar que a preservação das condições estabelecidas nos contratos legados foi uma premissa para a transição do modelo regulatório, que foi considerada na valoração das empresas de transporte que foram privatizadas.

Dessa forma, entende-se que a atual revisão tarifária da TAG e da NTS deve observar a jurisprudência regulatória já estabelecida pela ANP na revisão da TBG, bem como os métodos usuais expressamente reconhecidos no arcabouço normativo brasileiro, em especial o Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) e o Custo de Reposição Novo (CRN) devidamente depreciados. Mesmo na hipótese de a ANP buscar a mudança da jurisprudência regulatória no cálculo da BRA de contratos legados, a eventual utilização do RCM deveria ser condicionada à disponibilidade de informações completas e auditáveis e à preservação da segurança jurídica e da estabilidade metodológica do regime tarifário.

3. As Limitações do Método RCM (Recovered Capital Method)

A inspiração da ANP para considerar o RCM como um método de valoração de ativos para fins de estabelecimento da BRA foi a experiência da Austrália.

O desenho institucional do mercado australiano é reconhecido internacionalmente por suas inovações regulatórias, que privilegiam sinais econômicos para a tomada de decisão eficiente e a promoção da concorrência. Por essas razões, os instrumentos regulatórios adotados naquele país são frequentemente citados como referências de boas práticas para reguladores dos setores de gás natural e eletricidade em todo o mundo.

Na Austrália, o RCM foi desenhado em 2017 para responder a um problema regulatório específico: servir de referência informacional para a negociação de acesso de gasodutos não regulados, em um ambiente de precificação negociada.

A atividade de transporte de gás natural na Austrália opera sob uma distinção fundamental entre duas categorias de infraestrutura: os Gasodutos Regulados (*Scheme Pipelines*), sujeitos à regulação usual de monopólio natural com tarifa definida pelo regulador, assim como condições de acesso, e os gasodutos não

regulados (*Non-Scheme Pipelines*), que operam sob precificação negociada entre as partes.

Os *Non-Scheme Pipelines* operam, em princípio, em um ambiente liberalizado, no qual as condições de acesso e os preços são negociados bilateralmente entre o transportador e o carregador, sem definição *ex ante* de tarifas reguladas. Segundo o marco regulatório australiano, a meta para o segmento de gasodutos não regulados é que ocorra “concorrência viável”¹.

No entanto, investigações realizadas em 2016 identificaram que operadores de gasodutos não regulados detinham significativo poder de mercado, o que trazia resultados ineficientes. A principal falha de mercado diagnosticada foi a assimetria de informação, uma vez que os usuários não dispunham de elementos suficientes para avaliar se os preços propostos pelos transportadores refletiam custos econômicos eficientes ou se incorporavam rendas associadas ao poder de mercado.

Como resposta regulatória, para corrigir esse desequilíbrio e facilitar negociações comerciais eficazes, foi introduzida a Parte 23 das Regras Nacionais de Gás (National Gas Rules - NGR) em 2017. Esta regulação exigiu que os operadores publicassem informações financeiras detalhadas, incluindo uma valoração dos ativos baseada no Método do Capital Recuperado (RCM), método estabelecido na regra 569(4)(b) das NGR.

O objetivo central do RCM é fornecer aos usuários uma referência informacional sobre o grau de recuperação do investimento original. Se um gasoduto já estivesse em operação há muito tempo e tivesse gerado receitas suficientes para pagar o investimento inicial, o valor da base de ativos pelo RCM seria baixo ou até zero. Isso sinalizaria aos usuários se os preços de acesso são excessivos, atenuando a assimetria de informação no mercado.

A exigência da divulgação de um conjunto amplo de informações na parte 23 foi vista como um controle excessivo pelos operadores de gasodutos não regulados da Austrália.

¹ Situação em que as condições de mercado não induzem à concorrência plena (perfeita), mas são suficientes para que a competição gere resultados mais eficientes que outras alternativas.

Recentemente, em março de 2023, a regulamentação australiana passou por reformas e as regras para acesso de gasodutos não regulados foram simplificadas. A Parte 23, que introduziu o RCM, foi substituída pela Parte 10. Na Parte 10 da nova versão, a *National Gas Rules* não menciona diretamente o RCM, mas mantém a lógica de valoração de ativos com o capital recuperado na negociação de acesso a gasodutos não regulados (*Non-Scheme pipelines*) em processos de arbitragem.

Nos *Scheme Pipelines*, sujeitos à regulação tarifária, a valoração da Base Regulatória de Ativos parte do valor histórico (*book value*), com depreciação linear ao longo da vida útil dos ativos. Ou seja, O RCM não é utilizado na Austrália para o cálculo de tarifas reguladas no transporte de gás.

A nota técnica apresenta a metodologia RCM como uma referência robusta e reconhecida internacionalmente, que pode ser comparada aos métodos tradicionais de valoração da base de ativos, custo histórico e valor de reposição. De fato, a Resolução n.º 991/2026 da ANP (2026a) exige que uma metodologia de valoração deva ser amplamente reconhecida e adotada pelo mercado para substituir os métodos usuais do custo histórico e do custo de reposição. No entanto, o RCM é um método pouco difundido. Seu uso no arcabouço australiano é restrito, estando associado à transparência informacional e à arbitragem em negociações bilaterais, e não à definição ex ante de tarifas reguladas. O método conta com pouca documentação e análise. Praticamente não há literatura acadêmica sobre o método.

Ao buscar o termo "*Recovered Capital Method*" no Google Acadêmico, além de outras bases de pesquisa científica, apenas uma referência é retornada:

MORTON, Euan; RODGERS, Matt. Asset valuation confusion under Australia's National Gas Rules. **AUSTRALIAN JOURNAL OF COMPETITION AND CONSUMER LAW**, v. 28, n. 4, p. 262-267, 2020.

Como o título indica, o artigo é bastante crítico ao método. O artigo apontou que o método não é consistente em um ambiente de "concorrência viável", que seria o objetivo para os gasodutos não regulados (*non-scheme pipelines*) na Austrália. Os autores ilustram o caso de arbitragem para o acesso do Tasmanian Gas Pipeline (TGP), em que o RCM foi considerado em 2018. Como

o TGP foi subutilizado, seu valor estimado pelo RCM era excessivo, sendo superior ao valor de venda do gasoduto em 2011. A decisão da arbitragem foi utilizar o “valor histórico depreciado modificado”, que correspondia a 20% do valor estimado pelo RCM (Morton e Rodgers, 2020). Ou seja, no primeiro processo de arbitragem em que o método RCM foi considerado na Austrália², a decisão foi de ignorar a estimativa por esse método.

Além da questão da utilização restrita do RCM, o método contém significativos problemas conceituais. O principal deles é que o método implica no controle direto do retorno das empresas reguladas.

Ao deduzir da base de ativos o retorno excedente obtido ao longo do tempo, inclusive em períodos em que a tarifa não era diretamente estabelecida pela ANP, o RCM implica, na prática, que o retorno do capital é garantido, como ocorre em regime tarifário de custo de serviço (*cost-plus regulation*).

O desenvolvimento moderno da regulação procura permitir que o retorno das empresas esteja relacionado ao seu desempenho, concedendo incentivos para o comportamento eficiente. Nos regimes tarifários incentivados, não é o retorno das empresas reguladas que é controlado, mas o preço (*price cap*) ou a receita (*revenue cap*). O incentivo para as empresas está justamente na possibilidade de se obter retornos mais elevados do que o WACC de referência por meio da redução dos custos ou ampliação de volumes para além dos valores de referência definidos na revisão tarifária. Ou seja, permite-se que as empresas se apropriem temporariamente de ganhos de eficiência, criando incentivos para a busca contínua de melhorias operacionais.

Outra limitação conceitual do RCM, quando comparado aos métodos de regulação modernos, é sua perspectiva retroativa (*backward looking*), já que o valor dos ativos é baseado em fluxos passados. Essa é uma característica de métodos regulatórios tradicionais (custos do serviço ou *rate of return regulation*). Por serem mais aderentes aos custos eficientes (custo de oportunidade), os métodos regulatórios modernos, como *performance-based regulation* e *price cap*, adotam uma visão prospectiva (*forward-looking*) para valorar ativos.

² No artigo é mencionado que até aquele momento (2020), esse era também o único processo a considerar o RCM. Posteriormente, o método foi utilizado em uma arbitragem no estado de Vitória para valorar um gasoduto de menor porte.

O método exige a reconstrução retrospectiva de parâmetros econômicos e financeiros, cujos resultados se mostram sensíveis às hipóteses adotadas, conforme evidenciado pela experiência australiana (AER, 2023). No documento "*Explanatory note: Pipeline Information Disclosure Guidelines*", o regulador australiano indica que, devido à sensibilidade aos dados e às hipóteses do método RCM, as metodologias de valoração baseadas em custo histórico são mais indicadas³.

Em particular, o cálculo do RCM requer a definição de uma taxa de retorno sobre o capital, que corresponderia à taxa de remuneração regulada. Ainda que o cálculo da taxa de retorno siga metodologia consagrada, como o *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), a definição de seus parâmetros e janelas temporais tem grande impacto sobre os resultados e envolve disputas, aspecto que será mais aprofundado no próximo item dessa contribuição.

Além da grande complexidade para sua aplicação, a metodologia RCM tem como resultado o controle da rentabilidade passada. Ou seja, negociações anteriores que tenham sido favoráveis aos proprietários dos gasodutos resultariam, sob esse método, em uma base regulatória reduzida e, conseqüentemente, em tarifas reguladas mais baixas, diminuindo a capacidade futura de geração de valor das transportadoras. Este tipo de "acerto de contas" *ex post* pode ser visto como uma forma de regulação tarifária retroativa, que não estaria amparada na Lei, o que pode criar incertezas jurídicas e desestimular novos investimentos.

4. Análise da Nota Técnica

Para adaptar o método RCM para valorar a base de ativos de transporte de gás natural no Brasil, a ANP recorre a hipóteses que são apresentadas na nota técnica n.º 15/2026/SIM. Essas hipóteses têm grande impacto na estimativa apresentada para a Base de Ativos.

³ We consider that valuation methodologies based on actual historical costs are most suitable and most likely to produce outcomes consistent with workably competitive markets" (AER, 2023 pg 20) e "We generally do not support the use of replacement cost methodologies, as they share a similar limitation to the recovered capital method in that they are highly sensitive to the inputs and assumptions used in their calculation". (AER, 2023 pg 20).

Como o objetivo do RCM é levar em conta a remuneração passada para valorar o ativo, é natural considerar que o ponto de partida para o cálculo seja o valor efetivo do investimento realizado (*book value*). A remuneração excessiva do transportador só pode ser caracterizada ao comparar o fluxo de receitas observadas com o custo de oportunidade do capital efetivamente investido.

No entanto, ao considerar que os investimentos não foram realizados pelo agente incumbente em um contexto competitivo, a ANP optou por considerar valores de referência provenientes de base de dados de gasodutos dos Estados Unidos, disponibilizada pelo Departamento de Energia Norte-Americano (EIA/US-DoE). Esses valores de referência correspondem ao Custo Novo de Reposição de 2006, ano de partida dos fluxos de caixa para o cálculo da BRA.

Além da questão da representatividade dos custos de investimentos de projetos nos Estados Unidos para gasodutos brasileiros, a opção da ANP implica em uma mistura de conceitos. Como já apontado, o RCM é um método *backward-looking* que não é consistente com uma metodologia *forward-looking*, como o custo novo de reposição. Os tipos de metodologia têm objetivos distintos. Enquanto um método *backward-looking* prioriza a justiça na distribuição de resultados (retornos justos), os métodos *forward-looking* priorizam a eficiência econômica, fornecendo incentivos.

Ou seja, se o regulador escolhe priorizar retornos justos, que é o objetivo anunciado da nota técnica da ANP (2026d), não deveria utilizar um método de custo de reposição como ponto de partida para a valoração da BRA.

Outra premissa importante corresponde às taxas passadas do custo do capital, que são muito impactantes no cálculo da BRA pelo método RCM. Por essa razão, é essencial que a hipótese referente ao WACC, que é o método consagrado para o cálculo do custo do capital, seja suficientemente robusta para evitar questionamentos dos agentes.

Ao contrário do que seria recomendável, na nota técnica (2026d) são utilizadas 3 metodologias distintas para cálculo do WACC para os períodos 2006-2013, 2014-2018 e 2019-2025.

Uma diferença importante nas metodologias é a janela temporal para o cálculo da Taxa Livre de Risco e do Risco Brasil. No último intervalo (2019-2025), que considera a metodologia da chamada pública da TBG em 2019, as janelas de cálculo da taxa livre de risco e do Risco Brasil são de 20 anos. Já no primeiro período (2006-2013), são utilizadas janelas de 10 anos⁴.

Fazendo um exercício simples, aplicando uma janela de 20 anos para calcular a taxa livre de risco e para o Risco Brasil no cálculo do WACC do período 2006-2013 e mantendo as demais premissas da planilha de cálculo disponibilizada pela ANP, a taxa resultaria em valores de WACC significativamente mais elevados do que os considerados na nota técnica da ANP, 2 pontos percentuais na média (Tabela 1).

Tabela 1 – WACC real no período 2006–2013 para janelas de 10 e 20 anos para a Taxa Livre de Risco e para o Risco Brasil

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Média 10 anos	11,87%	11,66%	11,41%	10,74%	9,65%	8,72%	7,43%	6,86%
Média 20 anos	13,25%	12,89%	12,74%	12,45%	11,57%	10,99%	10,51%	10,30%

Fonte: Elaboração dos autores.

O custo de capital mais elevado implica menor retorno anual do capital, conforme o conceito considerado pelo método RCM. Como o retorno do capital é subtraído da base de ativos anualmente, semelhante à depreciação regulatória nos métodos tradicionais de valoração da BRA, a estimativa da Base Regulatória de Ativos é bastante inferior quando a janela de 20 anos é considerada para o período 2006-2013. **Enquanto a base regulatória de ativos da Malha Nordeste da TAG é estimada em R\$ 595 milhões pelo método RCM no cenário considerado pela ANP ao final de 2025, a BRA alcança R\$ 3,93 bilhões ao considerar uma janela mais longa para o cálculo do custo de capital.**

⁴ Para efeito de comparação, na Nota Técnica nº. 2 de 2025, a ANP propôs uma janela de 20 anos para a taxa livre de risco e de 10 anos para o Risco Brasil no cálculo do WACC para o ciclo tarifário 2026-2030.

Esse exercício ilustra como o método RCM é sensível em relação às hipóteses utilizadas.

Outra diferença é que, no período 2006-2013, são calculadas taxas anuais para o WACC, enquanto, nos outros períodos quinquenais, foi aplicada uma taxa única, calculada para a janela que se encerra antes do início do quinquênio. Como o custo de capital foi decrescente ao longo do período 2006-2013, a utilização de uma taxa constante teria grande impacto no cálculo final.

Outro elemento importante a considerar é a reconstituição dos custos operacionais (Opex) utilizados na aplicação do RCM. Na Nota Técnica nº 15/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, a série de Opex da Malha Nordeste é construída a partir de diferentes metodologias e inferências ao longo de todo o período analisado. Para os anos de 2006 e 2007, diante da ausência de dados consolidados anteriores à implementação do sistema SAP, a ANP adota uma estimativa paramétrica baseada no custo unitário ajustado de 2008. Para o período de 2008 a 2017, são utilizados dados históricos da Petrobras registrados no SAP, referentes a pagamentos à Transpetro no âmbito do Contrato Malha Nordeste. Já para o período de 2018 a 2025, a Agência parte das demonstrações financeiras da TAG e realiza uma alocação à Malha Nordeste por critério de rateio da extensão quilométrica da rede.

A série de Opex não decorre de uma base homogênea, auditada e segregada por ativo ou por contrato ao longo de todo o período. Ao contrário, combina estimativas paramétricas, informações extraídas de sistemas internos do agente incumbente, ajustes por multiplicadores e critérios de rateio definidos pela própria ANP.

Por outro lado, a receita considerada no cálculo corresponde aos valores de contrato, mesmo que os valores dos pagamentos efetivos da incumbente à TAG estejam disponíveis, constando inclusive na planilha disponibilizada na consulta pública (Pagamento Histórico da Petrobras). A série considerada no cálculo da BRA da Malha Nordeste (valor contratual) é R\$ 872 milhões superior aos valores registrados como pagamentos da Petrobras no acumulado do período 2006-2024. Ou seja, a consideração dos pagamentos efetivos implicaria em uma BRA da Malha Nordeste significativamente superior à estimativa da Nota Técnica.

Ou seja, fica evidente a fragilidade do método RCM para valorar a BRA de transportadoras no Brasil. O método é muito suscetível aos parâmetros considerados e a base de informação não é robusta o suficiente para afastar a possibilidade de casuísmo tarifário.

5. Impactos na Segurança Regulatória

A estabilidade regulatória constitui um dos principais determinantes da atratividade de investimentos em setores de infraestrutura caracterizados por elevada intensidade de capital, longos horizontes de maturação e elevada especificidade de ativos, como é o caso do transporte de gás natural. A literatura econômica da regulação destaca que, em setores dessa natureza, os investimentos são particularmente sensíveis à percepção de risco regulatório, uma vez que os ativos são, em grande medida, irrecuperáveis (sunk costs) e dependem de fluxos de receitas que se estendem por várias décadas. Nesse contexto, alterações inesperadas nas regras ou nos critérios regulatórios tendem a elevar o custo de capital, reduzir os incentivos ao investimento e comprometer a eficiência econômica de longo prazo do setor.

Autores como Levy e Spiller (1994), Stern (1997), Newbery (1999) e Joskow (2008) destacam que a credibilidade regulatória constitui um ativo institucional fundamental para o desenvolvimento de setores de infraestrutura. A credibilidade do regulador decorre da sua capacidade de assegurar que as regras aplicáveis aos investimentos sejam estáveis, previsíveis e aplicadas de forma consistente ao longo do tempo. Essa credibilidade reduz a percepção de risco dos investidores e permite que projetos de longo prazo sejam financiados a custos compatíveis com sua natureza econômica.

Nesse contexto, a eventual adoção do RCM para a valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) dos contratos legados da TAG e da NTS suscita preocupações que transcendem uma mera escolha metodológica. Trata-se de uma potencial alteração da jurisprudência regulatória construída pela própria ANP ao longo de sucessivos processos regulatórios, especialmente no precedente estabelecido durante a revisão tarifária da TBG. Tal mudança adquire relevância adicional pelo fato demonstrado nesta contribuição de não

existir evidência de que o método constitua prática amplamente consolidada na regulação econômica internacional de monopólios de infraestrutura, nem de que exista literatura acadêmica robusta que o reconheça como metodologia padrão para determinação de bases regulatórias de ativos.

A literatura especializada reconhece que a qualidade institucional da regulação depende da observância de princípios fundamentais, entre os quais se destacam a transparência, a previsibilidade, a estabilidade regulatória, a proteção da confiança legítima e a preservação do equilíbrio econômico-financeiro dos investimentos realizados sob determinado marco regulatório. Esses princípios constituem verdadeiras âncoras institucionais para a redução do risco regulatório e para a formação de expectativas estáveis pelos agentes econômicos.

O princípio da transparência exige que alterações metodológicas relevantes sejam precedidas de justificativas técnicas robustas, amplamente fundamentadas e passíveis de escrutínio pelos agentes regulados e pela sociedade. A própria documentação produzida pela ANP reconhece que o RCM possui aplicação limitada ao contexto australiano e que sua utilização está associada principalmente à divulgação de informações regulatórias e a processos de arbitragem em gasodutos não sujeitos à regulação tarifária tradicional, e não à determinação *ex ante* de tarifas reguladas. Além disso, a Agência já reconheceu anteriormente limitações metodológicas relevantes associadas ao método, incluindo problemas de circularidade, elevada sensibilidade às premissas adotadas e forte dependência de bases históricas de informação completas e auditáveis.

O princípio da previsibilidade regulatória também merece especial atenção. Conforme argumentam Levy e Spiller (1994), a previsibilidade não implica imobilismo regulatório, mas exige que eventuais mudanças de orientação sejam consistentes com a trajetória institucional previamente estabelecida e suficientemente fundamentadas para permitir que os agentes econômicos ajustem racionalmente suas expectativas. Em setores de infraestrutura, investidores tomam decisões com horizontes de décadas e baseiam suas avaliações na expectativa de que as metodologias regulatórias não serão alteradas de forma abrupta ou discricionária. Mudanças relevantes de

metodologia durante processos tarifários ou aplicadas a ativos cuja estrutura econômica foi definida sob premissas regulatórias distintas podem ser interpretadas como alterações *ex post* das regras do jogo, afetando negativamente a percepção de estabilidade institucional.

Associado à previsibilidade está o princípio da proteção da confiança legítima, amplamente reconhecido no direito administrativo moderno e na literatura regulatória. Esse princípio estabelece que os agentes econômicos têm o direito de confiar razoavelmente na continuidade das interpretações e práticas regulatórias adotadas pelo próprio regulador, especialmente quando tais práticas influenciaram decisões de investimento de longo prazo. A revisão tarifária da TBG consolidou uma jurisprudência regulatória baseada em métodos convencionais de valoração da Base Regulatória de Ativos, em particular o custo histórico depreciado. Essa orientação passou a integrar o conjunto de expectativas legítimas dos agentes quanto ao tratamento regulatório dos ativos de transporte de gás natural.

Essa preocupação torna-se ainda mais relevante no caso dos contratos legados da TAG e da NTS. A transição do regime de tarifas negociadas para o ambiente regulado foi construída sobre a premissa explícita de preservação das condições econômicas dos contratos então vigentes. Essa premissa foi incorporada não apenas às decisões de investimento realizadas ao longo da vigência dos contratos, mas também aos processos de privatização e à precificação dos ativos adquiridos pelos investidores. Alterações metodológicas que tenham como consequência reavaliar retrospectivamente a adequação dos retornos obtidos sob contratos celebrados em ambiente regulatório distinto podem ser percebidas como ruptura das expectativas que fundamentaram essas decisões econômicas.

Nesse ponto, merece destaque o princípio da não retroatividade das decisões regulatórias. Embora a regulação econômica exija adaptações e aperfeiçoamentos ao longo do tempo, a literatura especializada enfatiza que a legitimidade dessas mudanças depende de sua aplicação prospectiva. Conforme argumentam Laffont e Tirole (1993) e Spiller (2013), a credibilidade regulatória é enfraquecida quando decisões atuais passam a reavaliar, corrigir ou redistribuir *ex post* resultados econômicos decorrentes de regras previamente

aceitas. A reavaliação retrospectiva de receitas, retornos ou condições econômicas associadas a contratos celebrados em contextos regulatórios anteriores aproxima-se de uma forma de regulação retroativa (*retroactive regulation*), prática tradicionalmente associada ao aumento do risco regulatório e à redução dos incentivos para novos investimentos.

Outro princípio potencialmente afetado é o do equilíbrio econômico-financeiro. Embora tradicionalmente associado aos contratos administrativos, esse princípio possui aplicação mais ampla na regulação econômica por estar relacionado à preservação das condições que sustentaram decisões de investimento e financiamento. Ao incorporar mecanismos destinados a avaliar retrospectivamente se os retornos passados teriam sido superiores aos considerados adequados pelo regulador, o RCM pode produzir efeitos equivalentes a uma revisão *ex post* da remuneração do capital. Tal característica aproxima o método de uma lógica de controle retroativo da rentabilidade, distinta dos princípios que orientam os modernos regimes regulatórios por incentivos, nos quais os agentes assumem riscos empresariais e podem se apropriar temporariamente dos ganhos decorrentes de eficiência operacional superior à prevista pelo regulador.

Adicionalmente, a adoção de uma metodologia pouco difundida internacionalmente e cuja utilização regulatória permanece restrita tende a ampliar a percepção de discricionariedade regulatória. A experiência internacional demonstra que investidores não avaliam apenas os parâmetros econômicos de um projeto, mas também a qualidade institucional do ambiente regulatório em que os investimentos serão realizados. Quanto maior a percepção de incerteza quanto às metodologias futuras de remuneração dos ativos, maior tende a ser o prêmio de risco exigido pelos investidores e, conseqüentemente, maior o custo de capital para o setor.

Por essas razões, eventuais alterações na jurisprudência regulatória da ANP relativas à valoração da Base Regulatória de Ativos devem ser precedidas de ampla fundamentação técnica, demonstração inequívoca de aderência às melhores práticas internacionais e avaliação cuidadosa de seus impactos sobre os princípios da transparência, previsibilidade, estabilidade regulatória, proteção da confiança legítima, não retroatividade das decisões regulatórias e

equilíbrio econômico-financeiro dos investimentos. Na ausência desses elementos, a adoção do RCM poderá gerar incertezas regulatórias incompatíveis com os objetivos de expansão, modernização e atração de investimentos para o sistema brasileiro de transporte de gás natural.

6. Bibliografia

ANP (2026a). **RESOLUÇÃO ANP Nº 991, DE 2 DE JANEIRO DE 2026**. Disponível em <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2025/consulta-e-audiencia-publicas-no-5-2025>> Acesso em julho de 2026.

ANP (2026b). **NOTA TÉCNICA Nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ**. Fundamentos legais, base teórica e referenciais metodológicos aplicáveis à valoração da Base Regulatória de Ativos e dos custos operacionais aplicáveis ao serviço de transporte de gás natural. Disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-03-2026/sei_5723580_nota_tecnica_2.pdf> Acesso em julho de 2026.

ANP (2026c). **NOTA TÉCNICA Nº 8/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ**. Análise Crítica e proposição metodológica para valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA), Plano de Investimentos e custos operacionais da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG). Disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-03-2026/sei_5733157_nota_tecnica_8.pdf> Acesso em julho de 2026.

ANP (2026d). **Nota Técnica Nº 15/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ**. Aplicação do Método de Capital Recuperado (Recovered Capital Methodology – RCM) para valoração dos ativos referentes ao Contrato Legado Malhas Nordeste da empresa Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG). Disponível em <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-11-2026/nt15-tag.pdf>> Acesso em julho de 2026.

MORTON, Euan; RODGERS, Matt. **Asset valuation confusion under Australia's National Gas Rules**. AUSTRALIAN JOURNAL OF COMPETITION AND CONSUMER LAW, v. 28, n. 4, p. 262-267, 2020.

LAFFONT, Jean-Jacques; TIROLE, Jean (1993). **A Theory of Incentives in Procurement and Regulation**. Cambridge, MA: MIT Press.

NEWBERY, David M (1999). **Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities**. Cambridge, MA: MIT Press.

LEVY, Brian; Spiller, Pablo T. (1994). **The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation**. *Journal of Law, Economics, and Organization*, v. 10, n. 2, p. 201–246,.

STERN, Jon (1997). **What Makes an Independent Regulator Independent?** *Business Strategy Review*, v. 8, n. 2, p. 67–74.

JOSKOW, Paul (2008). **Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks**. *Review of Network Economics*, v. 7, n. 4, p. 547–560.

JOSKOW, Paul L. (2006). **Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks**. In: National Bureau of Economic Research Working Paper Series. Cambridge, MA.