

Impactos das Mudanças Regulatórias sobre a Sustentabilidade Econômica e Financeira das Empresas de Transporte de Gás Natural no Brasil

Professores

Helder Queiroz Pinto Jr

Marcelo Colomer Ferraro

Maio de 2026

Impactos das Mudanças Regulatórias sobre a Sustentabilidade Econômica e Financeira das Empresas de Transporte de Gás Natural no Brasil

Helder Queiroz

Marcelo Colomer¹

1. Introdução

O Brasil tem revelado, há mais de três décadas, um extraordinário apreço ao papel dos marcos legais e regulatórios para a consecução de reformas estruturais. O caso do gás natural é uma ilustração exemplar desse fenômeno. Desenvolvida a partir do monopólio verticalmente integrado da Petrobras, a indústria de gás natural passou, nas últimas décadas, por profundas mudanças no seu arcabouço regulatório.

Desde o movimento o Petróleo é nosso, na década de 1950, o modelo de desenvolvimento da indústria de petróleo e gás natural no Brasil teve a figura da Petrobras como seu pilar estruturante. A Lei 9.478 de 1997, foi a primeira tentativa de desverticalização e abertura do setor. No entanto, fica explícito a partir de sua análise que as mudanças regulatórias implementadas à época estiveram mais voltadas para indústria do petróleo, não contemplando inúmeras especificidades da indústria do gás natural. Na ocasião, a decisão de manter a estrutura da indústria operacionalmente verticalizada possibilitou que a Petrobras continuasse exercendo vantagens econômicas fortalecendo, assim, seu poder de mercado.

Em 2009, a Lei 11.909, e sua posterior regulamentação, buscou introduzir novos mecanismos regulatórios cobrindo as lacunas deixadas pela lei 9.478, principalmente, no que diz respeito a introdução da concorrência no segmento de transporte de gás natural. No entanto, o que se verificou, de fato, foi a manutenção da estrutura concentrada na figura da Petrobras. A condição monopolista e verticalizada tampouco contribuiu para a expansão da infraestrutura de transporte de gás natural no país.

Após anos de trâmites, travas e emendas, em abril de 2021 foi aprovada a chamada Nova Lei do Gás (Lei 14.134/2021). O novo dispositivo jurídico buscou alterar as leis

¹ Professores do Grupo de Economia da Energia (GEE) e do Instituto de Economia da UFRJ. Os autores agradecem ao pesquisador Hugo Borges do GEE e do Programa de Políticas Públicas, Estratégia e Desenvolvimento (PPED) pelo apoio no tratamento e análise das informações.

anteriores de forma a reduzir às barreiras a concorrência, principalmente, no segmento de transporte de gás natural. O principal objetivo das mudanças regulatórias recentes é aumentar o número de agentes no setor de forma a reduzir o preço do gás natural para o consumidor final.

Há um inequívoco mérito em buscar criar, através do marco legal e da regulação, incentivos à entrada de outros agentes. Cabe alertar, contudo, que as expectativas criadas em torno dos resultados das recentes tentativas de reforma da indústria brasileira do gás natural, especialmente em matéria de novos dispositivos regulatórios, parecem desconsiderar algumas especificidades do mercado brasileiro e suas necessidades de expansão de investimentos.

É possível constatar, no âmbito das iniciativas recentes do órgão regulador, a tentativa de criação de instrumentos apropriados para um objetivo principal, visando a abertura do mercado, a redução dos preços para o consumidor final e a ampliação do uso do gás natural no Brasil. Quanto ao *objetivo*, a possibilidade de introdução de maior competição passou a ser vista como o vetor para uma esperada redução dos preços do gás natural e, conseqüentemente, de uma – também necessária – redução de custos de energia para os consumidores. Com relação aos *instrumentos*, a via de consecução do objetivo central está ancorada na elaboração e aprovação de novos dispositivos regulatórios para a indústria. Em particular, a introdução de novas experiências em matéria de regulação tarifária norteia as ações da ANP nesse momento.

A experiência internacional mostra que é possível aumentar as pressões competitivas em indústrias de rede, com casos bem-sucedidos em países com redes maduras, a exemplo dos EUA, Reino Unido e outros tantos países da União Europeia². Entretanto, na indústria do gás natural, o Brasil está longe de alcançar o grau de maturidade comparável aos países que introduziram, ao longo das últimas décadas, reformas estruturais e regulatórias eficazes.

Ademais, cabe recordar que, numa indústria de rede, como é o caso do gás natural, o sistema de preços³ não funciona exatamente como num mercado perfeitamente

² Ver o tema da importância do grau de maturidade da indústria do gás natural em Pinto Jr et al. (2016) e Almeida e Colomer (2012).

³ É importante destacar o processo de formação de tarifas em indústrias reguladas e com características de monopólio natural. Diferentes de outros setores econômicos, onde os preços são resultados de processos mais ou menos concorrenciais, em setores de monopólio natural, os preços, ou de forma mais adequada, as tarifas, são estabelecidas, direta ou indiretamente, pelos órgãos reguladores a partir de metodologias de tarifação definidas por eles.

competitivo, posto que se trata de um mercado em regime de monopólio natural e sujeito à regulação tarifária. As malhas de contratos existentes entre produtores, transportadores, importadores, comercializadores, distribuidores e consumidores cumprem um papel crucial para a organização da indústria de gás natural e são objeto de construções institucionais e regulatórias. As transações econômicas entre cada um desses agentes obedecem a dinâmicas distintas e, especificamente nos segmentos com características de monopólio natural – transporte e distribuição –, as metodologias e critérios tarifários são estabelecidos (e assim continuarão) respectivamente pela ANP e reguladores estaduais.

Dado que o mercado brasileiro não é ainda maduro, os agentes econômicos, e em particular os potenciais entrantes, têm dificuldade no estabelecimento de contratos que forneçam as garantias necessárias para mitigar seus riscos de investimentos em ativos específicos, com elevada necessidade de capital inicial e longo tempo de maturação⁴. Em outros termos, os custos de transação em mercados não maduros são bastante elevados.

Portanto, os regimes de incentivos têm que ser desenhados de forma a, prioritariamente, eliminar os traços mais salientes da indústria do gás natural no Brasil ao longo das últimas décadas e que diferem, de maneira substantiva, da evolução da matriz energética em outros países: a flutuação errática da demanda de gás natural do Brasil e a condição de subinvestimento na infraestrutura de transporte.

Exatamente por essas razões, as inovações em matéria de alteração de metodologia de tarifação devem ser pautadas por decisões conscientes de prudência regulatória e consistência intertemporal. Este texto trata precisamente deste último aspecto, com ênfase na discussão sobre as metodologias de tarifação e sua efetividade, em matéria de conciliar eficiência econômica e garantir um regime de incentivos para a expansão das malhas de dutos. Para tal, a seção 2 examina, à luz dos aportes da literatura sobre regulação econômica em setores de infraestrutura, os principais atributos do exercício da regulação. Na seção 3, serão apresentadas as principais mudanças regulatórias implantadas na indústria de gás natural brasileira nos últimos anos. A seção 4 faz uma análise da composição do preço final do gás natural de forma a evidenciar que inovações regulatórias na metodologia tarifária do segmento de transporte devem ser avaliadas de acordo com seu custo-benefício em termos de incentivo ao investimento e impacto no preço final. Na seção 5, é dada especial atenção as propostas recentes de valoração da base regulatória de ativos das empresas transportadoras mostrando que a

⁴ Um exemplo de risco regulatório pode ser encontrado no fato de que no Brasil, no caso do transporte de gás natural, não há previsão de indenização sobre valor residual de ativos não depreciados.

adoção de *benchmarks* internacionais deve ser avaliada de acordo com as especificidades da indústria nacional de gás natural. Por fim a seção 6 traz as principais conclusões desse parecer.

2. A Responsabilidade da Regulação na Sustentabilidade Econômica e Financeira das Empresas dos Setores Regulados: Análise das Boas Práticas Regulatórias

Segundo Fiani e Pinto Jr (2012)⁵, o exercício do papel regulador é entendido como qualquer ação do Estado no sentido de limitar a liberdade de escolha dos agentes econômicos. Com efeito, este papel envolve a regulação de preços e tarifas e, se estende também à regulação de quantidades (por meio de limites mínimos de produção ou da limitação do número de empresas que podem atuar em determinado setor), à regulação de qualidade (garantia da presença de determinadas características no serviço ou produto a ser ofertado), à regulação de segurança operacional de instalações e do trabalho, entre outros.

Num sentido mais amplo, a regulação pode ser, ainda, conceituada como o meio adotado pelo Estado para supervisionar, controlar, adequar, estimular ou proibir atividades econômicas ou sociais, com o objetivo de conduzir a sua execução de forma apropriada, sendo a sua formulação e implementação realizadas conforme as capacidades e recursos estatais. A regulação também é definida como a influência deliberada do Estado, abrangendo todas as ações destinadas a interferir, de forma legítima, em negócios e comportamentos sociais, estando as regras mais específicas – baseadas em comandos – inseridas dentro desse campo de influência (Baldwin et al. 2011)⁶.

Dessa forma, cabe sublinhar que a regulação é avaliada como uma atividade que restringe comportamentos e evita a execução de determinadas atividades indesejadas ou prejudiciais. Porém, uma visão mais amplificada revela que a regulação pode assumir uma função que pode ser facilitadora, objetivando a correta execução das atividades

⁵ FIANI, R.; PINTO JÚNIOR, H. Q. Regulação econômica. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (org.). *Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil*. Rio de Janeiro: Campus, 2012. cap. 23.

⁶ BALDWIN, R.; CAVE, M.; LODGE, M. *Understanding regulation: theory, strategy, and practice*. Oxford: Oxford University Press, 2012.

econômica (Pinto Jr. e Colomer 2022)⁷. Para autores como Chang (1997)⁸, a definição convencional de regulação a classifica como uma atividade do governo que se destina a afetar diretamente os comportamentos dos agentes do setor privado, a fim de alinhá-los com o interesse público.

No entanto, a regulação não deve ser vista apenas como uma intervenção pública sobre os mercados em busca da eficiência econômica, mas como um instrumento que visa igualmente os objetivos de repartição de rendas e equilíbrio dos interesses de consumidores e empresas (Lévêque, F. 1998)⁹. Neste sentido, no que concerne, por exemplo, as metodologias de tarifação de segmentos em regime de monopólio natural, o regulador deve zelar pelo equilíbrio entre a modicidade tarifária e a sustentabilidade econômico-financeira das empresas. **Este aspecto é ainda mais relevante em setores de infraestrutura que possuem mercados não maduros. Neste caso, os sinais e regimes de incentivos, a fim de atingir a consecução dos objetivos de interesse público, devem ser orientados com um olhar para o longo prazo e para a expansão dos investimentos.**

Para tal, **um requisito básico é a coerência e consistência intertemporal das decisões**, facilitando a construção de um perfil de atuação e a sinalização da trajetória delineada pelo regulador ao longo do tempo, reduzindo a possibilidade de discricionariedade das decisões. Este ponto é fundamental para a garantia da credibilidade do próprio agente regulador.

O exercício da atividade de regulação, em diferentes países, tem sido objeto de constantes aperfeiçoamentos e ajustes, decorrentes de problemas inerentes à elaboração e aplicação dos seus instrumentos. Portanto, **as regras estabelecidas pelo regulador devem possuir atributos gerais que garantam a sua aplicabilidade, devendo haver precisão na sua formulação e devendo ser regidas por princípios que ficaram consagrados** na literatura sobre o tema como “boas práticas” do exercício da regulação.

Nesse sentido, a regulação deve ser transparente, utilizando conceitos claros, e universalmente aceitos. Deve ser esta também acessível ao seu público-alvo, sendo aplicável a situações concretas sem dificuldade ou esforço excessivos. As boas práticas

⁷ PINTO JUNIOR, H. Q.; COLOMER, M. *Mercado de combustíveis e GLP: questões de regulação setorial e de concorrência*. Rio de Janeiro: Conceito Comunicação Integrada, 2022. v. 1, 362 p.

⁸ CHANG, H. J. The economics and politics of regulation. *Cambridge Journal of Economics*, v. 21, p. 703-728, 1997.

⁹ LÉVÊQUE, F. *Économie de la réglementation*. Paris: La Découverte, 1998.

regulatórias devem propiciar a formulação de regras cujo conteúdo produza o comportamento aguardado dos agentes do mercado (previsibilidade), com baixos custos de implementação, *enforcement* e monitoramento.

É importante ainda ressaltar que todas as atividades produtivas possuem estruturas de mercado com especificidades a serem consideradas na definição do seu padrão concorrencial e na formulação e aplicação da regulação setorial e das políticas de defesa da concorrência. Nesse sentido, o ato de regular deve possuir um objetivo bem definido, ser fundamentado e considerar as particularidades das atividades que pretende regular, a fim de proporcionar um ordenamento eficiente.

Contudo, o processo constante de reestruturações através da introdução de novos critérios e dispositivos regulatórios, pode levar à contestação da capacidade da agência de delinear uma regulação adequada e de sua imparcialidade, prejudicando a sua credibilidade regulatória. Em outros termos, a elaboração e imposição de um quadro regulatório é uma condicionante das expectativas dos agentes econômicos, baseadas na previsibilidade e consequente segurança apresentada pela aplicação das regras estabelecidas (Veljanovski, C. 2010).

No contexto acima, o exercício satisfatório da regulação repousa sobre um conjunto de atributos e boas práticas. Portanto, existem predicados essenciais ao apropriado regramento das atividades econômicas. Cabe enfatizar, portanto, que uma regulação adequada deve possuir atributos que favoreçam o equilíbrio de interesses dos diferentes agentes econômicos.

Determinadas propriedades do ato de regular são imprescindíveis às agências. Esses atributos do agente regulador são basilares para que seja constituída uma governança regulatória capaz de gerar regras estáveis, que por sua vez produzam credibilidade regulatória. Esses traços formam um conjunto de predicados essenciais à regulação eficiente.

De acordo com Pinto Jr e Colomer (2022)¹⁰, uma síntese do exercício da regulação, a partir da literatura, destaca os principais atributos relacionados com as boas práticas regulatórias:

- i. capacidade de comunicação;
- ii. disponibilidade de consulta;

¹⁰ PINTO JUNIOR, H. Q.; COLOMER, M. Mercado de combustíveis e GLP: questões de regulação setorial e de concorrência. Rio de Janeiro: Conceito Comunicação Integrada, 2022. v. 1, 362 p.

- iii. consistência intertemporal;
- iv. previsibilidade;
- v. flexibilidade/capacidade de adaptação;
- vi. autonomia/independência;
- vii. eficácia e eficiência;
- viii. responsabilidade; e
- ix. transparência.

Os atributos acima pautam a qualidade da conduta do órgão regulador e, conseqüentemente, do conjunto de normas adotadas (Berg, S. V. 2001; Baldwin et al. 2011)¹¹.

Segundo o Professor Paul Joskow (2007; 2005)¹², do MIT, reguladores podem se tornar "míopes" devido a ciclos políticos. Não há aqui nenhum despreço à função reguladora; trata-se simplesmente de salientar a necessidade de uso de instrumentos adequados (as lentes de grau certo). Seus trabalhos enfatizam, em particular, que sob uma pressão constante para reduzir os encargos dos segmentos de transmissão de eletricidade e/ou de transporte de gás, as decisões dos reguladores podem passar a ser orientadas por objetivos de curto prazo. Tal orientação se revela incompatível com os investimentos em infraestrutura, especialmente em mercados não maduros, comprometendo o desenvolvimento de projetos em expansão.

O argumento de Paul Joskow, portanto, nos ensina que **a regulação ótima, para ativos específicos e com potenciais custos irre recuperáveis (*sunk costs*), não é aquela que alcança o menor preço, mas aquela que estabelece um equilíbrio sustentável entre a remuneração do capital e a continuidade da prestação do serviço.**

O regulador “míope” tende a ignorar, por exemplo, os gastos com manutenção preventiva e P&D, focando apenas nos indicadores de curto prazo. Joskow (2007) ressalta ainda que, em regimes de *Price Cap* (como o RPI-X que serve de base para inúmeras revisões tarifárias), a firma tem um incentivo perverso para consumir o capital físico do ativo sem repô-lo. **Sem uma regulação de ativos robusta que considere o ciclo de vida**

¹¹ BERG, S. V. Infrastructure regulation: risk, return, and performance. *Global Utilities*, v. 1, p. 3-10, May 2001; BALDWIN, R.; CAVE, M.; LODGE, M. *Understanding regulation: theory, strategy, and practice*. Oxford: Oxford University Press, 2012.

¹² JOSKOW, P. Incentive regulation in theory and practice. *Electricity Journal*, v. 18, n. 1, p. 33-47, 2005; JOSKOW, P. Competitive electricity markets and investment in new generating capacity. In: *The New Energy Paradigm*. Oxford: Oxford University Press, 2007.

completo da rede, a modicidade tarifária atual é financiada pela depreciação da confiabilidade futura e por investimentos sub-ótimos.

Outra importante questão associada às indústrias de infraestrutura é o tratamento dado pela regulação as variações de mercado. Na discussão sobre “modicidade tarifária” é importante que o órgão regulador considere não somente os elementos do “numerador” da tarifa (BRA, remuneração do capital, custos), como também o “denominador” representado pela demanda de longo prazo.

Nesse contexto, a migração para produtos de curto prazo¹³ reduz a demanda do produto anual (base para a tarifa de referência). Com um denominador menor, a tarifa-base aumenta e se torna mais volátil a cada processo de oferta criando o risco de uma "Espiral da Morte": demanda pessimista → tarifa alta → pressão sobre a BRA → menor incentivo ao investimento → menor expansão da malha → menor demanda futura. Esse aspecto é também uma ilustração exemplar do problema do “regulador míope”, visto agora pela ótica do denominador.

Na indústria de gás natural, são inúmeras as externalidades positivas decorrentes da expansão da malha de gasodutos e que devem ser formalmente consideradas pelos reguladores. Além da contribuição para o aumento da segurança energética, o adensamento da rede de transporte permite uma maior diversificação da oferta, o que abre espaço para uma maior competição entre os agentes ofertantes. Entretanto, esta não é uma questão trivial, especialmente em redes não maduras, pois as externalidades positivas¹⁴ geradas por investimentos novos não são, na maioria das vezes, corretamente mensuradas.

No caso brasileiro, vale sempre recordar, que a indústria de gás natural apresenta um significativo atraso com respeito ao desenvolvimento das malhas de transporte. Estruturada, historicamente, a partir da condição monopolista e verticalizada da Petrobras, a indústria de gás natural no Brasil não logrou êxito na alocação necessária de recursos para dotar o país de uma infraestrutura ampla, madura e conectada regionalmente. É, portanto, essencial que o regulador, além de zelar pelos aspectos referentes à eficiência econômica de minimização de custos, deva simultaneamente

¹³ É importante ressaltar que no caso brasileiro, o regime de entrada e saída tende a favorecer a migração de produtos de longo prazo por produtos de curto prazo.

¹⁴ Externalidades positivas são todos os benefícios gerados pelas decisões de investimento ou consumo de um agente sobre outros agentes sem que estes últimos tenham que incorrer em quaisquer gastos. No caso dos investimentos em rede de transporte de gás natural, a redução dos preços do gás natural para o consumidor final decorrente da ampliação e diversificação da base de oferta que o adensamento da malha de transporte de gás natural permite pode ser entendido como uma externalidade positiva dos investimentos em transporte.

assegurar as condições econômico-financeiras que garantam a sustentabilidade financeira das empresas incumbentes. Ao fazê-lo, o regulador emite sinais para novos entrantes com respeito à viabilidade de novos projetos na indústria.

3. Mudanças Regulatórias Recentes no Setor de Transporte de Gás Natural no Brasil

Desde 2019, o mercado de gás natural no Brasil vem passando por profundas mudanças regulatórias. As alterações aprovadas em lei (Lei 14.134/2021) e complementadas pela edição de atos normativos vêm definindo não somente uma nova dinâmica competitiva, mas também **estruturas de incentivos ao investimento** diversas daquelas até então prevalecente.

Tendo como base a desverticalização da cadeia produtiva, o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais, a promoção da concorrência e a harmonização entre a regulação federal e estadual, o novo arcabouço regulatório da indústria de gás natural tem como pontos focais a abertura do mercado e a queda dos preços para o consumidor final. Entre as principais mudanças, destaca-se a consolidação do regime de acesso regulado, instituído pela Lei nº 14.134/2021, regulamentado pelo Decreto nº 10.712/2021 e operacionalizado pela Resolução ANP nº 991/2026 (ANP 2026b).

No entanto, a introdução do livre acesso regulado e a mudança do modelo tarifário para entrada e saída trazem elementos de complexidade regulatória para o ciclo tarifário 2026-2030 em função da coexistência, mesmo que temporária, entre contratos bilaterais de transporte (contratos legados) e o modelo de entrada e saída.

A RANP 991 regulamenta o regime tarifário aplicável aos sistemas de transporte de gás natural e aos serviços de transporte oferecidos no regime de contratação de capacidade por entrada e saída; os critérios para determinação da Receita Máxima Permitida (RMP) de transporte; a metodologia e parâmetros para o cálculo das tarifas dos serviços de transporte de gás natural; os requisitos para a consulta pública tarifária e para a aprovação da proposta tarifária; e o procedimento para a conciliação das receitas na conta regulatória dos transportadores.

Dentro do contexto acima, a adequada valoração da base regulatória de ativos (BRA), a identificação correta dos custos operacionais e a determinação de parâmetros previsíveis para o cálculo da taxa de remuneração regulatória que reflita as condições macroeconômicas nacionais e os riscos da atividade tornam-se essenciais para garantir a sustentabilidade econômica e financeira das empresas transportadoras, assim como a

eficiência econômica e as condições empresariais para a realização de investimentos de longo prazo de maturação.

A RANP 991/2026 adotou o modelo de regulação baseado na Receita Máxima Permitida, estruturado segundo abordagem de valoração da BRA baseada em blocos de construção (*building blocks*), tendo como pilares básicos a **rigidez e transparência**. Esses blocos compreendem: (i) a remuneração do capital investido na BRA; (ii) a recuperação do capital por meio da depreciação ou amortização regulatória; (iii) os custos operacionais (OPEX) eficientes; e (iv) os tributos.

Segundo a ANP¹⁵, a metodologia de blocos de construção amplia a transparência regulatória, reduz o risco de dupla recuperação de custos e contribui para a preservação do equilíbrio econômico-financeiro dos transportadores, ao mesmo tempo em que protege os usuários contra a incorporação de despesas ineficientes. No entanto, alguns reguladores vêm se afastando dessa abordagem (ou adotaram uma abordagem diferente desde o início) (Economic Consulting Associates (ECA) 2018)¹⁶.

Vale aqui ressaltar que a boa prática regulatória exige que os atributos da regulação sejam estáveis o suficiente (e não necessariamente rígidos) para não elevar o risco dos investimentos, mas também devem ser flexíveis para se adaptar as especificidades locais e temporais dos setores regulados.

A passagem do regime contratual para o regime de acesso regulado, estruturado sob lógica de custo de serviço ou *revenue cap*, altera substancialmente o *locus* de definição das receitas das transportadoras. A formação tarifária deixa de estar predominantemente ancorada em cláusulas contratuais específicas e passa a depender da avaliação regulatória da BRA, dos investimentos projetados e dos custos operacionais reconhecidos.

Pela razão acima, a ANP, através da RANP 991 incorpora como elemento central na regulação do sistema de transporte os princípios de eficiência e prudência, ou seja, avaliação da qualidade econômica dos gastos propostos e não mera conferência formal de valores. A análise de prudência envolve a verificação da conformidade com padrões

¹⁵ RANP 991

¹⁶ ECONOMIC CONSULTING ASSOCIATES (ECA). Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of gas transmission system operators (TSOs). Final report. September 2018.

técnicos e normativos vigentes, **a aderência ao planejamento setorial**, a razoabilidade de custos frente a referências de mercado e a compatibilidade com a demanda projetada.

A análise de eficiência, por sua vez, exige avaliação da adequação tecnológica, da proporcionalidade entre capacidade instalada e necessidade do sistema e da inexistência de alternativas tecnicamente equivalentes de menor custo. É importante que o conceito de eficiência, principalmente em setores de infraestrutura, seja avaliado tanto no curto quanto no longo prazo. Isto é, em setores que possuem como característica investimentos de longo prazo de maturação e ativos específicos, a eficiência distributiva de curto prazo (modicidade tarifária) pode comprometer a eficiência alocativa de longo prazo (expansão e garantia de abastecimento). A busca dos carregadores por portfólios cada vez mais flexíveis (curto prazo), por exemplo, conflita com a eficiência alocativa de longo prazo uma vez que, a previsibilidade de receitas e a financiabilidade de projetos de infraestrutura dependem de vínculos contratuais de maior duração.

Dentro do contexto acima, o papel do regulador é equilibrar os interesses dos usuários de curto prazo com a necessidade de preservar sinais econômicos para a expansão e sustentabilidade da infraestrutura. A migração da contratação de longo para curto prazo, mesmo com movimentação estável, indica que a infraestrutura será cada vez mais financiada por receitas de menor vínculo contratual. A conciliação entre objetivos de curto e longo prazo, que devem estar explícitos nas orientações de planejamento, é fundamental para reduzir assimetria de informação, conferir previsibilidade aos agentes e preservar a racionalidade econômica das decisões de investimento.

De acordo com os critérios supracitados, entende-se como BRA o conjunto de bens e instalações resultantes de investimentos prudentes e necessários à prestação de serviço de transporte expressamente aprovados pela ANP. Mais uma vez, deve-se ressaltar que a avaliação de necessidade dos investimentos deve ser feita considerando não somente a demanda atual mais também os objetivos de expansão de longo prazo. No modelo tarifário proposto, a BRA assume uma expressiva importância uma vez que constitui a base de incidência da remuneração do capital investido e da depreciação regulatória, influenciando diretamente o nível da RMP e, por conseguinte, o nível das tarifas de transporte.

Outro elemento relevante da estrutura da RMP, e associado diretamente a BRA, é a previsão de atualização monetária da base. Em regra, adota-se o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), garantindo a preservação do valor real do capital investido quando o WACC é definido em termos reais. A consistência entre indexação da

BRA e definição da taxa de retorno é fundamental para evitar dupla compensação inflacionária ou erosão do capital.

A RANP 991 também prevê mecanismos de conta regulatória destinados a capturar diferenças entre a receita efetivamente auferida e a receita máxima permitida, assegurando neutralidade intertemporal e evitando distorções decorrentes de variações conjunturais de demanda. Esse mecanismo reforça a previsibilidade do fluxo de caixa regulatório e reduz a volatilidade de receitas, contribuindo para mitigação do risco regulatório.

Dentro do contexto acima, uma das principais questões metodológicas trazidas pela RANP 991 foi o método de valoração da BRA. Ao menos três metodologias possíveis para valoração da BRA foram apresentadas pela resolução supracitada. i) Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI), que consiste no valor atual dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte; ii) Custo de Reposição Novo (CRN), que consiste no custo de reposição dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte, e iii) Método de Capital Recuperado (*Recovered Capital Methodology* - RCM). Este último método consiste no valor dos ativos resultante da aplicação da metodologia de valoração do capital efetivamente investido, descontado o retorno do capital pelo transportador.

Segundo a ANP (nota técnica Nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJA), a RANP 991/2026 adotou como referência internacional o *National Gas Rules* (NGR) australiano. Segundo a Agência, os principais pilares do NGR são: (i) o Princípio do Ônus da Prova e Eficiência; (ii) os Critérios para Investimentos de Capital (CAPEX - Rule 79); (iii) os Critérios para Despesas Operacionais (OPEX - Rule 91 e 93); (iv) Mecanismos de Incentivo e Avaliação Ex Post; e (v) Método do Capital Recuperado (RCM – Parte 23) (ANP 2026a)¹⁷.

(i) Princípio do Ônus da Prova e Eficiência

No modelo australiano, a eficiência não é presumida; ela deve ser demonstrada pelo operador do sistema. O ônus da prova recai sobre o transportador, que deve provar

¹⁷ Em 2023, a parte 23 foi retirada do NGR de forma que atualmente o RCM só aparece no *Pipeline information disclosure guidelines and Price reporting guidelines for Part 18A facilities*.

que seus investimentos e custos atendem aos critérios regulatórios. O objetivo é emular as condições de um mercado competitivo.

(ii) Critérios para Investimentos de Capital (CAPEX)

Para que um investimento seja incluído na base de ativos, ele deve atender aos critérios de (a) Prudência e Eficiência, isto é, o investimento deve ser o que um provedor prudente e eficiente faria para alcançar o menor custo sustentável, considerando o ciclo de vida completo do ativo; (b) Justificativa Econômica ou Operacional. De acordo com esse critério, os investimentos devem gerar valor econômico positivo, receita incremental que exceda o custo ou ser necessário por razões operacionais (segurança, integridade, conformidade regulatória, atendimento à demanda, ou redução de metas de emissão); (c) Alocação Adequada. Essa última exigência obriga que os custos sejam corretamente distribuídos entre serviços regulados e não regulados.

(iii) Critérios para Despesas Operacionais (OPEX)

As despesas operacionais seguem padrões de prudência e eficiência similares aos do CAPEX. Utiliza-se nesses casos a abordagem de custo revelado (*revealed cost*), partindo do princípio de que os custos incorridos recentemente são a melhor base para projeções futuras. Para isso, aplica-se o modelo *Base-Step-Trend*¹⁸.

Em relação a alocação dos custos, o modelo estabelece uma hierarquia rigorosa para evitar subsídios cruzados. Assim, classificam-se os custos como (a) Diretamente Atribuíveis. Estes custos são alocados integralmente à categoria de serviço correspondente; e (b) Comuns ou Indiretos. São custos que podem ser rateados com base em critérios (*costs drivers*) aprovados pelo regulador que reflitam a causalidade.

(iv) Mecanismos de Incentivo e Avaliação Ex-Post

As estruturas de incentivos baseiam-se no método do *Capital Expenditure Sharing Scheme* (CESS). Esse consiste em um mecanismo de compartilhamento de riscos e

¹⁸ Base: Um ano recente de custos eficientes e auditados. Step (Degrau): Ajustes para mudanças estruturais ou novas obrigações legais exógenas. Trend (Tendência): Projeção baseada em inflação, escala da rede e ganhos de produtividade (Fator X). Um exame mais detalhado do BST, embora seja um tema relevante, escaparia do escopo deste Parecer. Sem dúvida, as características e as condições de implementação do BST merecem ser aprofundadas em análises futuras.

benefícios. Se a empresa economiza em relação ao CAPEX aprovado, retém uma parte e repassa o restante aos usuários. Se gasta a mais, também assume parte do prejuízo.

Para que os incentivos sejam adequadamente adotados, faz-se necessária uma avaliação *ex-post* por parte do Regulador. Assim, são realizadas auditorias detalhadas se houver sobre dispêndios materiais, podendo excluir da base de ativos valores considerados imprudentes ou ineficientes.

(v) Método do Capital Recuperado (RCM)

Desenvolvido especificamente na Austrália (NGR Part 23), o *Recovery Capital Method* (RCM) avalia o capital com base na trajetória efetiva de recuperação financeira histórica. Ele permite identificar quanto do investimento original ainda não foi remunerado ou devolvido ao investidor através das receitas passadas.

O Método de Capital Recuperado (RCM) tem base na análise dos fluxos de caixa efetivamente realizados ao longo dos contratos. Dessa forma, ele consiste na apuração do valor regulatório dos ativos com base no capital efetivamente investido, deduzido o montante já recuperado pelo transportador ao longo do período de exploração econômica.

Esta seção teve como objetivo trazer as principais mudanças regulatórias adotadas recentemente na indústria de gás natural no Brasil dando destaque para aquelas direcionadas às mudanças na metodologia de tarifação, em especial nos critérios de valoração da BRA. Na seção 5 iremos analisar, de forma mais detalhada, os impactos que tais mudanças podem trazer para as estruturas de incentivo aos investimentos das empresas transportadoras de gás natural. Antes disso, no entanto, é importante analisarmos o peso que as tarifas de transporte têm tido sobre o preço final do gás natural, o que iremos fazer na próxima seção.

4. Evolução da Composição do Preço Final do Gás Natural e o Peso do Segmento de Transporte no Brasil

Para dimensionar adequadamente o impacto das mudanças regulatórias sobre o segmento de transporte, é necessário examinar a evolução da composição do preço final do gás natural no Brasil. Os Boletins de Acompanhamento Mensal da Indústria do Gás

Natural, publicados pela ANP, permitem decompor o preço ao consumidor em quatro parcelas principais: molécula, transporte, impostos e distribuição/outras custos¹⁹.

À guisa de ilustração, a análise apresentada a seguir tem como referência o segmento industrial com consumo de 20 mil m³/dia, único recorte em que os boletins permitem observar, de forma recorrente e simultânea, todos os componentes do preço ao longo do período 2017-2025²⁰. A parcela distribuição/outras, por sua vez, corresponde a um valor residual obtido pela diferença entre o preço final e os demais componentes observados, devendo ser interpretada com cautela²¹.

Gráfico 1 – Preço do Gás Natural ao Consumidor Final no Brasil (2017-2025)



Fonte: elaboração própria a partir dos Boletins de Acompanhamento Mensal da Indústria do Gás Natural (ANP)

Os dados anuais entre 2017 e 2025 evidenciam que o preço final ao consumidor industrial passou de US\$ 13,30/MMBtu em 2017 para US\$ 18,08/MMBtu em 2025, com

¹⁹ Os dados utilizados nesta seção foram extraídos dos Boletins de Acompanhamento Mensal da Indústria do Gás Natural, publicados pela ANP, referentes ao período 2017-2025. A unidade de medida adotada é o dólar norte-americano por milhão de BTU (USD/MMBtu).

²⁰ Conforme nota metodológica que acompanha a série, o recorte de 20 mil m³/dia foi escolhido por ser a única categoria em que os boletins permitem observar, de forma recorrente, ao mesmo tempo, o preço final ao consumidor, os custos de transporte e a parcela tributária.

²¹ A rubrica distribuição/outras não deve ser interpretada como medida direta e pura do custo de distribuição. Trata-se de parcela residual do preço final, associada principalmente à distribuição, mas que pode incorporar outros custos, margens e limitações de comparabilidade entre os componentes publicados no boletim.

elevada volatilidade ao longo do período. O pico observado em 2022 (US\$ 20,61/MMBtu) está associado à crise internacional do gás natural e ao impacto sobre o preço da molécula, que naquele ano alcançou US\$ 13,92/MMBtu, mais do que o dobro do valor registrado em 2017. A queda em 2020 (US\$ 11,23/MMBtu), por sua vez, reflete a retração da demanda durante a pandemia e o recuo simultâneo dos preços internacionais.

Quando se observa especificamente o segmento de transporte, verifica-se relativa estabilidade da parcela em valor absoluto, oscilando entre US\$ 1,40/MMBtu e US\$ 2,13/MMBtu ao longo de toda a série. A participação relativa do transporte sobre o preço final, no entanto, apresenta tendência clara de redução: enquanto em 2017 a parcela de transporte representava aproximadamente 16% do preço pago pelo consumidor industrial, em 2025 essa participação havia recuado para cerca de 9%²².

A trajetória observada indica que o segmento de transporte não constitui o principal vetor de variação do preço final ao consumidor. As oscilações mais expressivas decorrem, sobretudo, do componente molécula, fortemente influenciado pelas condições do mercado internacional, e do componente tributário, cuja parcela subiu de US\$ 3,36/MMBtu em 2017 para US\$ 5,93/MMBtu em 2025. Em conjunto, molécula e impostos respondem pela quase totalidade da diferença observada entre o preço final de 2017 e o de 2025.

O peso decrescente do transporte na composição do preço final é um elemento relevante para a avaliação das escolhas metodológicas trazidas pela RANP 991. A adoção de critérios excessivamente restritivos para a valoração da BRA, sob o argumento da modicidade tarifária, deve ser ponderada à luz do impacto efetivo dessas escolhas sobre o preço final, evitando comprometer a sustentabilidade econômico-financeira das transportadoras em troca de benefícios apenas marginais ao consumidor.

5. Análise do impacto das mudanças regulatórias recentes sobre as transportadoras de gás natural por dutos: Base Regulatória de Ativos e suas Remunerações

É importante destacar, como já salientado nesse texto, que as mudanças regulatórias em curso no Brasil não somente definem uma nova dinâmica competitiva como também redefinem as estruturas de incentivos ao investimento das empresas

²² A participação relativa do transporte foi obtida pela razão entre a parcela de transporte e o preço final ao consumidor industrial, ambos em USD/MMBtu, com base nos valores médios anuais publicados pelos Boletins de Acompanhamento Mensal da Indústria do Gás Natural.

transportadoras.²³ Dessa forma, essa seção tem como objetivo analisar os possíveis impactos das mudanças regulatórias propostas sobre a sustentabilidade econômica e financeira das empresas transportadoras.²⁴

A primeira questão que aparece é a possível escolha do Método de Capital Recuperado (RCM) como metodologia de valoração da BRA em detrimento dos métodos reconhecidos e amplamente adotados pelo mercado de transporte de gás natural, como os métodos de Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) e Custo de Reposição Novo (CRN).

Para o ciclo tarifário 2026-2030, a adoção do RCM pode, no entanto, ter impactos significativos sobre os incentivos ao investimento no setor de transporte de gás natural sem trazer grandes benefícios para o preço final.²⁵ É importante destacar que o período acima deve ser analisado como de transição uma vez que os contratos legados só se encerraram por completo em 2031²⁶. Nesse contexto, é essencial a adoção de um modelo de valoração da BRA que não somente evite os repasses indevidos de custos para o consumidor como também preserve a sustentabilidade econômica e financeira dos investimentos em ativos de transporte.

Segundo a ANP (Nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ), a inclusão do RCM na RANP 991 decorre da análise do *National Gas Rule* australiano.²⁷ No entanto, como já mencionado na nota de rodapé 11, o método RCM dentro do NGR (parte 23) foi utilizado até 2023 (apenas uma única vez em um processo de arbitragem envolvendo um gasoduto não-regulado) para a valoração de ativos de transporte de gás classificados como gasodutos não regulados (*Non-Scheme Pipelines*). Nesse contexto, o RCM foi concebido como uma referência para negociações bilaterais de acesso que operam fora do regime regulado.²⁸

²³ Cf. Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ.

²⁴ Cf. Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ.

²⁵ A Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ ressalta que a valoração adequada da BRA é condição indispensável para equilibrar modicidade tarifária, incentivo ao investimento eficiente e estabilidade regulatória.

²⁶ Não considera o TCO, contrato legado da TBG que se encerrará em 2041. Esse contrato foi pré-pago e sua capacidade só será disponibilizada para contratação sistêmica após seu encerramento.

²⁷ Cf. Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ.

²⁸ Conforme a Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, em sua origem o RCM atendia primariamente a obrigações de divulgação financeira regulatória junto ao Australian Energy Regulator, e não à finalidade de valoração inicial da base regulatória de scheme pipelines.

Na parte 9 do NGR (versão 90), em sua divisão 4 (*The Capital Base*), não há nenhuma menção direta do método RCM para valoração inicial da base regulatória de ativos (AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION, 2026).²⁹ Em quase todos os casos, o custo de construção é utilizado como principal critério de valoração da base inicial de ativos.

Mesmo no caso dos gasodutos não regulados na Austrália, o uso do RCM sofreu diversas críticas (JEMENA LIMITED, 2019). A natureza retroativa e arbitrária do método é uma das principais preocupações dos agentes. Isto é, a dificuldade de estabelecer e identificar as estruturas de custos e receitas passadas torna a adoção do RCM arbitrária e capaz de prejudicar a estabilidade do regime regulatório e a confiança dos investidores.³⁰

Ademais, o método é criticado por não trazer incentivo ao investimento. Ao assumir que toda a receita (após despesas operacionais e retorno sobre o capital) equivale à depreciação,³¹ há uma desconsideração de retornos frutos de eficiências operacionais sustentáveis ou de um desempenho superior da empresa.³²

O método também apresenta inconsistência com um modelo de mercado. Isso porque as empresas não têm incentivos para baixar custos de forma competitiva. Isso vai contra até mesmo com os princípios regulatórios do regulador australiano (AER) que costuma premiar empresas por eficiências de custos.

Outro problema ocorre na falha de distinção de riscos e condições de mercado. O modelo RCM proposto inicialmente no caso australiano não diferencia o retorno de capital exigido por empresas que enfrentam condições de mercado e riscos financeiros distintos.³³

²⁹ Na Part 9 do National Gas Rules, a abertura e a projeção da base de capital de scheme pipelines são disciplinadas por regras de roll-forward da base, considerando custo de construção, novos investimentos, depreciação e baixas de ativos, sem menção direta ao RCM como método de valoração da base inicial. Ver Rules 77 a 79.

³⁰ Em contribuição à consulta pública da Australian Energy Regulator, a Jemena sustentou que a aplicação retrospectiva do RCM poderia comprometer a confiança no regime regulatório. Ver: JEMENA LIMITED. Submission on draft light regulation financial reporting guideline. Melbourne: Jemena, 16 set. 2019.

³¹ A Jemena criticou o RCM por entender que a metodologia trata, de forma agregada, receitas, despesas operacionais e retorno sobre capital desde a construção como equivalentes à depreciação ou recuperação de capital.

³² A Jemena argumentou que uma aplicação ampla do RCM poderia desconsiderar incentivos empresariais legítimos à redução de custos e à obtenção de ganhos de eficiência.

³³ A Jemena também sustentou que o RCM não distinguiria adequadamente o retorno exigido por negócios sujeitos a diferentes condições de mercado e riscos financeiros.

Assim, a adoção do RCM na Austrália foi vista como um fator de redução da previsibilidade e da segurança jurídica necessárias para novos investimentos no setor. Após as diversas críticas ao método RCM, na versão 68 do NGR de 16 de março de 2023, a Parte 23, correspondente ao acesso dos *Non-Scheme Pipelines*, foi retirada. Atualmente, o RCM aparece apenas no *Pipeline information disclosure guidelines and Price reporting guidelines for Part 18A facilities*. Mesmo no caso mencionado, a adoção do método RCM tem como objetivo orientar os agentes em possíveis negociações não sendo determinativo na formação das tarifas como pode ser visto na passagem abaixo:

*“The purpose of the recovered capital value published under Part 10 of the NGR is to better inform users or prospective users to facilitate negotiations. **Service providers** are required to publish recovered capital values in accordance with the methodology set out in this section of these **Guidelines**. However, the preferred asset valuation methodology of a **service provider** may be different to the recovered capital method, and it is not bound by this methodology in setting tariffs.”* (AER, 2023 p.21)

É interessante ressaltar que em relação a definição do valor inicial da base de ativos (*opening asset value*), uma segunda fonte utilizada na nota técnica nº 2/2026 da ANP³⁴ (Economic Consulting Associates (ECA) 2018) mostra que na Europa, as metodologias mais comumente empregadas são o Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) e Custo de Reposição Novo (CRN). Segundo ECA (2018), a CHCI é utilizada na maioria dos países na definição dos valores iniciais dos ativos, especificamente na Bulgária, Alemanha, Estônia, Grécia, Espanha, Itália, Lituânia, Luxemburgo, Polônia, Suécia e Eslovênia. Em segundo lugar, a CRN é utilizada na Bélgica, França, Croácia, Hungria, Irlanda, Letônia e Países Baixos.

Em relação a como a BRA é reavaliada ao longo do tempo, merece destaque o caso da Alemanha. O sistema regulatório alemão faz distinção entre ativos antigos (capitalizados antes de 2006, ano em que a regulamentação entrou em vigor) e ativos novos (capitalizados em e após 2006). Os ativos novos (de 2006 em diante) são

³⁴ Economic Consulting Associates (ECA). *Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of gas transmission system operators (TSOs)*. Final report. September 2018.

depreciados com base nos custos históricos. A parcela de ativos antigos (anteriores a 2006) financiada por dívida (mínimo de 60%) é depreciada com base nos custos históricos. A parcela de ativos antigos financiada por capital próprio (até um máximo de 40%) é depreciada com base nos valores de reposição dos ativos. Para calcular esses valores de reposição, os custos históricos são corrigidos pela inflação (Economic Consulting Associates (ECA) 2018).

A segunda questão que chama a atenção na RANP 991 é a sua **rigidez**. A exclusividade dos custos diretos na composição da BRA mostra-se extremamente rígida não levando em consideração o papel de investimentos indiretamente associados a atividade de transporte sobre a qualidade do serviço prestado.³⁵ Até mesmo o modelo australiano, utilizado como referência para a elaboração da resolução supracitada, prevê o rateio de custos indiretos.³⁶

Uma questão fundamental que também surge a este respeito é quando as despesas de capital devem ser incluídas na BRA – à medida que são incorridas ou quando um projeto é comissionado. A principal desvantagem de adicionar as despesas de capital quando são incorridas é que os usuários podem pagar por despesas de capital que ainda não estão operacionais. Por outro lado, incluir investimentos de elevado valor somente depois de estarem comissionados pode criar dificuldades de financiamento para a empresa.

Quando novos investimentos são adicionados a BRA somente após sua entrada em operação, é necessário definir adequadamente como os custos de financiamento durante o período de construção devem ser incluídos na composição tarifária. Uma abordagem que utiliza a taxa de retorno permitida para aumentar o valor bruto do ativo mantém os incentivos ao investimento intactos. No entanto, alguns reguladores utilizam o custo da dívida para ativos durante a construção (ou outros índices, como um índice de inflação).²³

A terceira questão diz respeito aos ativos cuja vida útil regulatória já tenha se encerrado, mas que permanecem fisicamente operacionais. Segundo a nota técnica N° 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, tais ativos devem ser excluídos da base remunerável, pois o investidor racional, ao realizar o investimento original, estruturou sua decisão

³⁵ A Resolução ANP n° 991/2026 define a BRA como o conjunto de ativos diretamente relacionados à atividade de transporte de gás natural. Ver art. 2º, III.

³⁶ National Gas Rules, Part 9, Rules 91 e 93.

considerando a recuperação integral do capital ao longo da vida útil estimada.³⁷ O problema dessa abordagem é que pode haver desincentivo para a manutenção adequada dos ativos e extensão de sua vida útil.³⁸

A visão acima inclusive mostra-se não aderente ao segundo pilar do *National Gas Rule* (Critérios para Investimentos de Capital). Nesse, o órgão regulador australiano expressa preocupação direta com o ciclo de vida completo dos ativos. Nesse contexto, qualquer metodologia de valoração da base regulatória de ativos que incentive o descarte antecipado ou o uso pouco eficiente e prudente dos ativos mostra-se não somente pouco aderente com o modelo de regulação utilizado como *benchmarking* (Modelo Australiano) como também pouco aderente às atuais preocupações acerca do conceito de economia circular³⁹ e uso eficiente dos recursos.

Uma solução para o problema acima é tratamento via CAPEX de refurb (*life extension*). Nesse caso, o ativo antigo continua entrando com valor zero na Base regulatória de ativos, mas todos os investimentos realizados para prolongar sua vida útil são tratados como novo CAPEX.⁴⁰

A experiência britânica da Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets), regulador dos mercados de gás e eletricidade do Reino Unido, sugere tratamento mais flexível para ativos em fim de vida econômica regulatória (OFGEM 2025).⁴¹ No regime britânico, a RAV (*Regulatory Asset Value*, ou valor regulatório dos ativos) representa o estoque de capital ainda reconhecido para fins tarifários, e a depreciação regulatória define a velocidade de recuperação desse valor ao longo da vida econômica dos ativos.⁴²

³⁷ Cf. Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ. A exclusão refere-se ao retorno sobre a base original já depreciada e não impede a avaliação de novos investimentos eficientes associados.

³⁸ O National Gas Rules admite que o método de depreciação permita ajustes que reflitam mudanças na vida econômica esperada de determinado ativo. Ver Part 9, Rule 89(1)(c).

³⁹ CARUS, Michael; DAMMER, Lara. The “Circular Bioeconomy”: Concepts, Opportunities and Limitations. Hürth: nova-Institut, jan. 2018, p. 1.

⁴⁰ Na análise da proposta da TBG, a Nota Técnica nº 6/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ condiciona a capitalização de determinadas intervenções à demonstração técnica de extensão quantificada de vida útil ou melhoria mensurável de desempenho.

⁴¹ A Ofgem é o regulador dos mercados de gás e eletricidade do Reino Unido. O RIIIO-3 regula os controles de preço das redes de transmissão elétrica, distribuição de gás e transmissão de gás no período 2026-2031. Ver: OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS. RIIIO-3 Final Determinations: overview document. London: Ofgem, 2025.

⁴² A RAV representa o investimento de rede ainda não recuperado dos consumidores, e a depreciação regulatória determina a velocidade com que esse valor é recuperado ao longo do tempo. Ver: OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS. RIIIO-3 Final Determinations: finance annex. London: Ofgem, 2025.

Assim, ativos integralmente depreciados deixam de gerar remuneração sobre a base original já recuperada, mas o modelo RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs) admite o reconhecimento de novos dispêndios eficientes e prudentes de manutenção, substituição ou *refurbishment* quando necessários para restaurar funcionalidade, reduzir riscos ou estender a vida útil operacional.⁴³ Dessa forma, a continuidade operacional de um ativo totalmente depreciado não implica, por si só, nova remuneração da base original, mas pode justificar novos gastos associados à segurança, confiabilidade e extensão de vida da rede.

A experiência chilena, embora aplicada principalmente ao segmento de distribuição de gás e ao cálculo do Valor Agregado de Distribuição (VAD), também sugere que o esgotamento da vida útil econômica do ativo não conduz automaticamente à remuneração continuada da base original.⁴⁴ O regime chileno calcula o custo total de longo prazo com base em uma empresa eficiente, considerando custos de investimento, custos de exploração, depreciação, vida útil econômica e valor remanescente dos ativos.⁴⁵ Nos processos tarifários de Magallanes, a Comisión Nacional de Energía (CNE) explicita ainda a consideração de investimentos adicionais quando se esgota a vida útil econômica dos ativos, tratados como reinversões.⁴⁶ Assim, o parâmetro chileno sugere que a continuidade operacional de ativos ao final da vida econômica deve ser enfrentada por meio de nova avaliação de investimentos eficientes, necessários e economicamente

⁴³ O documento define *refurbishment* como intervenção única em ativo próximo do fim de vida ou que requer intervenção para estender sua vida ou restaurar sua funcionalidade, sem necessariamente registrar novo ativo ou baixa no cadastro de ativos. Ver: OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS. RIIO-2 Business Plan Data Template Guidance for Network Asset Risk Metric Tables. London: Ofgem, 2021.

⁴⁴ A Lei de Serviços de Gás chilena estrutura o cálculo tarifário a partir do custo total de longo prazo, considerando custos de investimento, custos de exploração, valor remanente das inversões e impostos, sendo o valor remanente determinado a partir da depreciação e da vida útil dos ativos. As tarifas devem gerar arrecadação atualizada equivalente ao custo total de longo prazo, permitindo o autofinanciamento. Ver arts. 40-G e 40-H: CHILE. Decreto con Fuerza de Ley n° 323, de 1931: Ley de Servicios de Gas. Santiago: Ministerio del Interior, 1931.

⁴⁵ A Resolução Exenta CNE n° 445/2017 determina que os custos considerados se limitem aos indispensáveis para que a empresa concessionária preste o serviço de forma eficiente, com tecnologia disponível e eficiente do ponto de vista técnico-econômico. As vidas úteis dos ativos são determinadas segundo suas características técnicas, considerando a vida útil econômica, e o valor remanente das inversões é calculado a partir do valor de investimento, da depreciação e da vida útil econômica dos ativos. Ver: CHILE. Comisión Nacional de Energía. Resolución Exenta n° 445, de 16 de agosto de 2017. Santiago: CNE, 2017.

⁴⁶ O Informe Técnico Definitivo de Tarificación Magallanes considera, no cálculo do VAD, os custos de investimento da empresa eficiente, custos de exploração, vidas úteis das bases técnicas, depreciação, valor remanente das inversões e investimentos adicionais quando se esgota a vida útil econômica (reinversiones). Ver: CHILE. Comisión Nacional de Energía. Resolución Exenta n° 337, de 2023. Santiago: CNE, 2023.

justificados, e não pela simples preservação da remuneração da base original já depreciada.

6. Conclusão

Este Parecer buscou colocar em evidência, no plano conceitual e empírico, alguns aspectos primordiais do exercício da regulação no que concerne ao processo de revisão tarifária, atualmente em curso, do segmento de transporte de gás natural no Brasil. Cabe lembrar que tal processo não está dissociado das condições macroeconômicas e do perfil de riscos dos investimentos em infraestrutura de transporte. Estes aspectos, como por exemplo o patamar das taxas de juros vigentes no país, impacta sobremaneira as decisões de investimento e as condições de novos projetos para a expansão da malha de dutos de transporte.

Isto posto, cabe enfatizar, a título de síntese e conclusão, quatro pontos centrais sobre o problema da regulação tarifária e os sinais esperados para gerar incentivos para a expansão dos investimentos no segmento de transporte no Brasil.

Primeiro, a literatura sobre regulação econômica, em especial sobre o exercício e papel do regulador, aponta para a necessidade de cautela quando são experimentadas alterações nas regras e dispositivos regulatórios. Este aspecto é ainda mais crucial em setores de infraestrutura que possuem mercados não maduros, nos quais ainda são necessários investimentos novos em expansão e interconexão das redes.

No que tange especificamente às metodologias de tarifação a repartição de rendas econômicas ao longo de uma cadeia produtiva, como a indústria do gás natural, deve-se zelar naturalmente pela busca da eficiência econômica e pelo equilíbrio dos interesses dos diferentes agentes econômicos (consumidores e empresas); porém o olhar do regulador, em setores que requerem ainda grandes investimentos em expansão, deve estar calibrado para mirar as necessidades setoriais de longo prazo. Trata-se aqui de um ponto essencial para garantir, simultaneamente, a credibilidade do regulador e a coerência intertemporal de suas ações, bem como as condições de sustentabilidade econômico-financeira das empresas – incumbentes e potenciais entrantes - para a realização de seus respectivos projetos de investimentos. Como discutido acima, este é um requisito crucial para assegurar a credibilidade do regulador.

Segundo, é evidentemente importante a busca de benchmarks para o exercício da regulação. Contudo, é necessário um processo criterioso de adequação de métodos às especificidades setoriais. A RANP 991, ao examinar a experiência internacional, muito

centrada no caso australiano, culmina por não contemplar a natureza das estruturas de mercado de todos os segmentos da cadeia produtiva do gás natural e a forma como tais estruturas impactam as condições tarifárias e de investimentos. Entretanto, alguns dos dispositivos regulatórios usados no caso australiano (mais estudado pela ANP) já foram descartados pela regulação; ao passo que outro revelam a preocupação com o ciclo de vida dos investimentos, como formalmente tratado nas NGR. Neste diapasão, a resolução da ANP aponta para a inclusão de investimentos elevados somente após a etapa de comissionamento o que pode suscitar dificuldades de financiamento para as empresas.

Terceiro, a tentativa de introduzir critérios visando modicidade tarifária está diretamente relacionada aos dois pontos anteriores. Porém, cabe recordar que, dado o grau de maturidade das redes de transporte de gás natural no Brasil, é fundamental que a regulação emita sinais econômicos orientados para a segurança dos investimentos de longo prazo. Ademais, tal como foi destacado, a redução de incentivos à expansão pode comprometer a sustentabilidade econômico-financeira dos incumbentes e retirar atratividade de potenciais entrantes.

Quarto e último, o exercício da atividade de regulação, em diferentes países, tem sido objeto de constantes tentativas e erros, aperfeiçoamentos e ajustes, decorrentes de problemas inerentes à elaboração e aplicação dos seus instrumentos. Isto é da natureza do exercício regulatório. Logo, o processo em curso, promovido pela ANP, tem o mérito de colocar em tela uma série de elementos essenciais que contribuem para a busca de soluções para questões complexas e recheadas de especificidades no caso brasileiro. Entretanto, novas regras tarifárias devem ser pautadas por sua aplicabilidade, precisão na sua formulação e regidas pelos princípios de coerência e consistência intertemporal a fim de assegurar maior a credibilidade do regulador e consolidar suas responsabilidades na garantia das condições econômico-financeiras para a sustentabilidade dos investimentos de longo prazo essenciais para a expansão da indústria do gás natural no Brasil.

7. Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Boletins de Acompanhamento Mensal da Indústria do Gás Natural. Rio de Janeiro: ANP, 2017-2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. 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. Rio de Janeiro: ANP, 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Nota Técnica nº 6/2026/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 Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG). Rio de Janeiro: ANP, 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP nº 991, de 2 de janeiro de 2026. Estabelece o regime tarifário aplicável aos sistemas de transporte de gás natural e aos serviços de transporte oferecidos no regime de contratação de capacidade por entrada e saída e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 5 jan. 2026.

ALMEIDA, E.; COLOMER, M. Indústria do gás natural: fundamentos técnicos e econômicos. Rio de Janeiro, Synergia, 2012.

AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION. National Gas Rules: version 90: Part 8: Access arrangements for scheme pipelines. Sydney: AEMC, 2026.

AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION. National Gas Rules: version 90: Part 9: Price and revenue regulation for scheme pipelines. Sydney: AEMC, 2026.

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. **Pipeline Information Disclosure Guidelines and Price Reporting Guidelines for Part 18A Facilities**. Melbourne: Australian Energy Regulator, Oct. 2023. Disponível em: <https://www.aer.gov.au/industry/registers/resources/guidelines/pipeline-information-disclosure-guidelines>. Acesso em: 2 maio 2026.

BALDWIN, R.; CAVE, M.; LODGE, M. Understanding regulation: theory, strategy, and practice. Oxford: Oxford University Press, 2012.

BERG, S. V. Infrastructure regulation: risk, return, and performance. Global Utilities, v. 1, p. 3-10, May 2001.

CARUS, M.; DAMMER, L. *The “circular bioeconomy”: concepts, opportunities and limitations*. Hürth: nova-Institut, jan. 2018.

CHANG, H. J. The economics and politics of regulation. Cambridge Journal of Economics, v. 21, p. 703-728, 1997.

CHILE. Comisión Nacional de Energía. Resolución Exenta nº 337, de 2023: aprueba Informe Técnico Definitivo de Tarificación Magallanes. Santiago: CNE, 2023.

CHILE. Comisión Nacional de Energía. Resolución Exenta nº 445, de 16 de agosto de 2017: establece normas para el proceso de tarificación del servicio de gas y servicios afines. Santiago: CNE, 2017.

CHILE. Decreto con Fuerza de Ley n° 323, de 1931: Ley de Servicios de Gas. Santiago: Ministerio del Interior, 1931.

ECONOMIC CONSULTING ASSOCIATES (ECA). Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of gas transmission system operators (TSOs). Final report. September 2018.

FIANI, R.; PINTO JÚNIOR, H. Q. Regulação econômica. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (org.). *Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil*. Rio de Janeiro: Campus, 2012. cap. 23.

JEMENA LIMITED. Submission on draft light regulation financial reporting guideline. Melbourne: Jemena Limited, 16 set. 2019.

JOSKOW, P. Competitive electricity markets and investment in new generating capacity. In: *The New Energy Paradigm*. Oxford :Oxford University Press, 2007.

JOSKOW, P. Incentive regulation in theory and practice. *Electricity Journal*, v. 18, n. 1, p. 33-47, 2005.

LÉVÊQUE, F. Économie de la Réglementation. Paris: La Découverte, 1998.

MENDES, F. M.M. *Processo normativo das agências reguladoras: atributos específicos à governança regulatória*. São Paulo: Giz Editorial, 2018.

OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS. RIIO-2 Business Plan Data Template Guidance for Network Asset Risk Metric Tables. London: Ofgem, 2021.

OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS. RIIO-3 Final Determinations: finance annex. London: Ofgem, 2025.

OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS. RIIO-3 Final Determinations: overview document. London: Ofgem, 2025.

PINTO JR et al. Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

PINTO JUNIOR, H. Q.; COLOMER, M. Mercado de combustíveis e GLP: questões de regulação setorial e de concorrência. Rio de Janeiro: Conceito Comunicação Integrada, 2022. v. 1, 362 p.

VELJANOVSKI, C. Economic Approaches to Regulation. In: BALDWIN, R.; CAVE, M.; LODGE, M. *The Oxford Handbook of Regulation*. London: Oxford University Press, 2010a.

VELJANOVSKI, C. Strategic use of regulation. In: BALDWIN, R.; CAVE, M.; LODGE, M. *The Oxford Handbook of Regulation*. Oxford: Oxford University Press, 2010b.