

PARECER N° 68/2026

OBJETO

1. Análise dos riscos regulatórios associados às metodologias de definição da Base Regulatória de Ativos (BRA) da infraestrutura de transporte da Nova Transportadora do Sudeste S.A. – NTS, considerando o término do Contrato Malha Sudeste, para o Ciclo Tarifário 2026-2030.

EMENTA

2. A definição da BRA da NTS deve equilibrar três objetivos regulatórios centrais: evitar a dupla recuperação do capital (Risco Regulatório 1); assegurar a recuperação adequada dos investimentos prudentes ainda não amortizados (Risco Regulatório 2); e preservar incentivos à gestão eficiente da infraestrutura de transporte (Risco Regulatório 3). A adoção do RCM, tal como proposto na Consulta Pública nº 11, implica elevado risco de distorções na valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) e introduz risco regulatório de premiação de gestão ineficiente, com impactos indesejáveis sobre a modicidade tarifária e a neutralidade regulatória. O Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) apresenta a vantagem da simplicidade e da objetividade, por se apoiar em registros contábeis auditáveis por terceiros independentes. O Custo de Reposição Novo (CRN) é, por sua vez, a metodologia apta a refletir o custo econômico de reposição da infraestrutura, sendo a solução recomendada com base na análise de risco realizada.

INTRODUÇÃO

3. O transporte de gás natural consiste na movimentação do gás por meio de gasoduto. Trata-se de atividade essencial para a integração da cadeia do gás natural.

4. A infraestrutura de transporte de gás natural é composta por ativos altamente específicos, com longa vida útil e pouca possibilidade de uso alternativo. Essas características tornam necessária uma regulação que garanta, de forma estável, a remuneração adequada dos investimentos realizados, sem deixar de considerar a modicidade tarifária, a segurança do suprimento e a atração de novos investimentos.

5. Apesar de ser uma atividade econômica regulada e sujeita à autorização, não configura prestação de serviço público em sentido estrito e, portanto, os transportadores operam sob um regime de risco maior do que o atribuído aos concessionários de serviço público, que têm garantia expressa e específica em lei de equilíbrio econômico-financeiro e de indenização pela reversão de bens não amortizados e depreciados em caso de revogação ou devolução de suas outorgas. Seria de se esperar, portanto, que os transportadores de gás tivessem maior autonomia operacional como contrapartida.

6. Em 3 de junho de 2026, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) publicou o aviso de Consulta Pública nº 11, instaurando procedimento para o recebimento e análise de subsídios sobre a aplicação do Método do Capital Recuperado (*Recovered Capital Method* – RCM) para valoração dos ativos referentes aos Contratos Legados das transportadoras Nova Transportadora do Sudeste S.A. – NTS (Malha Sudeste) e Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG (Malha Nordeste).

7. A ANP esclareceu que a referida Consulta Pública se insere no âmbito da 2ª Fase do Plano de Ação para o Ciclo Tarifário 2026-2030 e visa definir o valor líquido da Base Regulatória de Ativos (BRA) da infraestrutura de transporte da NTS e da TAG, que, por sua vez, é elemento central para a definição da Receita Máxima Permitida (RMP) e das tarifas de transporte a serem aplicadas após o período de vigência dos contratos legados.

8. Ademais, no caso concreto, trata-se do primeiro processo de revisão tarifária a ser realizado pela ANP em relação à NTS, em razão do término da vigência do Contrato Legado Malha Sudeste em dezembro de 2025.

9. Esse contexto é semelhante ao enfrentado pelo setor elétrico brasileiro no encerramento dos contratos de concessão de transmissão decorrentes da desverticalização das atividades e da segregação dos ativos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, nos termos do art. 17, § 4º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1997, e do art. 9º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Com isso, os contratos de suprimento de energia elétrica detidos pelas empresas verticalizadas foram substituídos por (i) contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica, (ii) contratos de uso dos sistemas de transmissão; (iii) contratos de conexão e (iv) contratos de prestação de serviços de transmissão, cabendo à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) definir os preços e tarifas iniciais.

10. No caso da transmissão de energia elétrica, a Receita Anual Permitida (RAP) necessária à remuneração e à depreciação dos ativos existentes (Rede Básica do Sistema Existente – RBSE) foi fixada pela Resolução nº 142, de 9 de junho de 1999, com base no Modelo de Avaliação de Unidade de Negócio (MAUN) e em custos modulares do Orçamento Padrão da Eletrobrás (OPE).

11. Com a proximidade do vencimento dos contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei nº 9.074, o governo federal, sob a justificativa de promover modicidade tarifária, editou a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012 — convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, possibilitando a renovação antecipada das concessões mediante a redução do patamar da RAP para cobertura somente de custos de operação e manutenção,

uma vez que adotava-se a premissa de que os ativos em serviço estariam completamente amortizados e depreciados.

Art. 15. A tarifa ou receita de que trata esta Medida Provisória deverá considerar, quando houver, a parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados pelo poder concedente, e será revisada periodicamente na forma do contrato de concessão ou termo aditivo.

...

§ 2º Os bens reversíveis vinculados às concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995, existentes em 31 de maio de 2000, independentemente da vida útil remanescente do equipamento, serão considerados totalmente amortizados pela receita auferida pelas concessionárias de transmissão, não sendo indenizados ou incluídos na receita de que trata o caput.

12. Todavia, após amplo debate no legislativo e com a sociedade, o governo federal reconheceu a necessidade de considerar os investimentos realizados em reforços e melhorias nas instalações existentes, necessários à manutenção da qualidade do serviço e da atualidade dos ativos, tendo sido editada a Medida Provisória nº 591, de 29 de novembro de 2012. Como resultado, a redação final da Lei nº 12.783 determinou que os ativos da RBSE fossem reavaliados com base na metodologia do Valor Novo de Reposição (VNR) e que os valores devidos fossem indenizados ou incorporados à nova RAP.

13. Sendo assim, o caso concreto objeto do presente Parecer possui semelhanças com o processo de valoração da RAP associada à RBSE, referente ao setor elétrico, na medida em que, em ambos os casos, o regulador busca definir o valor remanescente – não depreciado – da base de ativos que será considerada para definição de uma receita regulatória – RMP – utilizada para definição de tarifas de serviço pela disponibilização de infraestrutura.

14. Ademais, assim como no caso da RBSE, a regulação tarifária dos serviços de transporte de gás natural pela ANP deve buscar, em síntese:

- assegurar a estabilidade tarifária, evitando que os usuários suportem preços excessivos em razão da baixa contestabilidade da infraestrutura de transporte;
- estimular investimentos em infraestrutura, por meio de um ambiente regulatório estável, previsível e capaz de remunerar adequadamente o capital prudente; e
- promover eficiência e concorrência no mercado de gás natural, criando incentivos para investimentos prudentes e para níveis eficientes de custos de operação e manutenção.

15. Assim, a tarifa de transporte de gás natural deve permitir a recuperação dos custos da prestação do serviço e a remuneração adequada dos investimentos realizados. No modelo regulatório brasileiro, seu cálculo depende, em linhas gerais, da definição da RMP e da estimativa da demanda por capacidade de transporte. A RMP, por sua vez, decorre basicamente da aplicação da taxa regulatória de retorno (WACC) sobre a BRA somada à depreciação, aos custos de operação e manutenção e às despesas tributárias.

$$RMP_t = (BRA_{t-1} \times WACC) + Depr_{regulatória,t} + OPEX_t + Tributos_t$$

16. Nos termos do art. 9º, parágrafo único, da Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), as tarifas de transporte de gás natural serão **propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP**, após consulta pública, **segundo critérios previamente estabelecidos pela Agência**.

Art. 9º A ANP, após a realização de consulta pública, estipulará a receita máxima permitida de transporte, bem como os critérios de reajuste, de revisão periódica e de revisão extraordinária, nos termos da regulação, e essa receita não será, em nenhuma hipótese, garantida pela União.

Parágrafo único. As tarifas de transporte de gás natural serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP, após consulta pública, segundo critérios por ela previamente estabelecidos.

17. Os critérios para a elaboração da proposta de BRA e de tarifa foram aprovados pela Resolução ANP nº 991, de 2 de janeiro de 2026, conforme as disposições de seu art. 6º, § 2º e § 9º.

Art. 5º A base regulatória de ativos do STGN será composta pelos bens e instalações integrantes das bases regulatórias de ativos dos transportadores, expressamente aprovados pela ANP, como pertencentes ao sistema de transporte de gás natural, com prévia realização de consulta pública tarifária pela ANP.

Art. 6º A BRA será composta pelos bens e instalações destinados à exploração da atividade de transporte de gás natural aprovados pela ANP.

§ 1º Serão incluídos à BRA apenas os bens e instalações resultantes de investimentos prudentes e necessários à prestação de serviço de transporte, após a realização de consulta pública tarifária pela ANP.

§ 2º No caso de gasodutos de transporte em fase operacional, inclusive aqueles em operação na data de publicação desta Resolução, a metodologia de valoração da BRA utilizada pela ANP deverá levar em consideração:

I - o Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI), o qual consiste no valor atual dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte;

II - o Custo de Reposição Novo (CRN), o qual consiste no custo de reposição dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte; ou

III - o valor dos ativos resultante da aplicação de metodologias alternativas e amplamente reconhecidas e adotadas pelo mercado, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte.

....

§ 9º Com relação ao § 2º, inciso III, nos casos de ativos nos quais vigoraram tarifas negociadas entre partes, pode também ser aplicado o Método de Capital Recuperado (*Recovered Capital Methodology* - RCM) - a qual consiste no valor dos ativos resultante da aplicação da metodologia de valoração do capital efetivamente investido, descontado o retorno do capital pelo transportador.

18. Assim, a proposta tarifária é apresentada pelo transportador de gás e submetida à consulta pública, cabendo à ANP a avaliação, com base em diretrizes existentes, para a aprovação ou reprovação da proposta. Sendo certo que, em fevereiro de 2025, as transportadoras NTS e TAG apresentaram suas propostas de BRA pelos métodos CHCI e CRN, conforme Art. 26, §3º do Decreto 10.712/2021 e diretrizes da Nota Técnica nº 13/2019.

19. Caso a ANP, de forma motivada, não aprove a proposta de valoração da BRA apresentada pela transportadora, poderá realizar avaliação própria e submetê-la à consulta pública. Nessa hipótese, a atuação regulatória deve observar, entre outros, os seguintes princípios e parâmetros da administração pública:

- Nas esferas administrativa, controladora e judicial, não se decidirá com base em valores jurídicos abstratos sem que sejam consideradas as consequências práticas da decisão – art. 20 do Decreto-lei nº 4.657, de 4 de setembro de 1942, com redação dada pela Lei nº 12.376, de 30 de dezembro de 2010 (Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro – LINDB)
- Adequação entre meios e fins, vedada a imposição de obrigações, restrições e sanções em medida superior àquelas estritamente necessárias ao atendimento do interesse público – art. 2º da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, e art. 4º da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019;
- Indicação dos pressupostos de fato e de direito que determinarem a decisão – art. 2º da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, e art. 5º da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019;
- Interpretação da norma administrativa da forma que melhor garanta o atendimento do fim público a que se dirige, vedada aplicação retroativa de nova interpretação – art. 2º da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999;
- Aumento da eficiência das empresas reguladas, visando à elevação da competitividade global da economia nacional – art. 3º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, art. 8º, XXXIV, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 e art. 13, §3º, e art. 33 da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021; e
- Preservação dos direitos dos transportadores decorrentes dos contratos legados – art. 44 da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021;
- A aplicação de metodologias alternativas, inclusive o Método de Capital Recuperado (RCM) deve ser precedida de regulamentação específica, fundamentada em Análise de Impacto Regulatório (AIR) e previamente submetida à Consulta Pública – arts. 3º, 7º e 8º do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, bem como da demonstração comprovada de que se trata de metodologia amplamente reconhecida e utilizada pelo mercado;

- Aplicação da metodologia de apuração e homologação da BRA de forma isonômica, sem decisões discriminatórias. A Administração Pública deve tratar os administrados com igualdade formal e material, aplicando distinções apenas quando houver justificativa jurídica.

20. Nesse contexto, a atuação da ANP deve buscar a justa remuneração dos ativos implantados e disponibilizados ao serviço, evitando dois riscos regulatórios simétricos:

- **Risco Regulatório 1:** Possibilitar ganhos extraordinários decorrentes de abuso de poder de mercado – problema da dupla recuperação do capital; e
- **Risco Regulatório 2:** Não assegurar a total e completa depreciação e amortização dos ativos disponibilizados e investimentos realizados na prestação do serviço – problema da recuperação insuficiente do capital.

21. Os Riscos Regulatórios 1 e 2 são extremamente relevantes e não podem ser negligenciados, mas, em certa medida, representam dois lados da mesma moeda. Com isso, ações muito intensivas para a mitigação do Risco Regulatório 1 tendem a aumentar a probabilidade de materialização do Risco Regulatório 2, e vice-versa.

22. Esse foi o caso, por exemplo, da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, que representou uma intervenção regulatória profunda no setor elétrico brasileiro. Como apontado acima, sob a justificativa de promover modicidade tarifária, o governo federal antecipou a renovação das concessões de geração e transmissão que venceriam a partir de 2015, condicionando a prorrogação à reformulação da remuneração dos ativos já depreciados ou amortizados. No segmento de transmissão, essa mudança afetou de forma especialmente sensível a remuneração da RBSE, composta pelas instalações integrantes da rede básica em 31 de maio de 2000. A redação original da Medida Provisória previa que esses bens reversíveis seriam considerados integralmente amortizados pela receita auferida pelas concessionárias, independentemente da vida útil remanescente, sem indenização ou inclusão na nova RAP. Todavia, a redação final da Lei nº 12.783 determinou que os ativos da RBSE fossem reavaliados com base na metodologia do VNR e que os valores devidos fossem incorporados à nova RAP, conforme diretrizes da Portaria nº 120, de 20 de abril de 2016.

23. A homologação do valor da base de ativos não depreciados pelo método do VNR ocorreu sem maiores sobressaltos. Mas a demora em definir a forma de incorporação dos ativos na RAP levou à necessidade de incorporação de taxa de remuneração do capital a ser aplicada sobre a base, o que se converteu em um dos episódios mais longos e custosos de judicialização regulatória do setor, com efeitos que se estenderam por mais de uma década.

24. De fato, o litígio administrativo foi encerrado pela ANEEL somente em 10 de junho de 2025, por meio do Despacho nº 1.745 e da Resolução Homologatória nº 3.461. No âmbito judicial, devido a multiplicidade de ações, a disputa ainda não foi integralmente concluída.

25. O prolongamento das disputas teve três consequências práticas relevantes:

- Incerteza sobre os valores definitivos da RBSE, afetando o planejamento financeiro das transmissoras;
- Perda de previsibilidade tarifária para o setor como um todo;
- Elevação da percepção de risco regulatório entre investidores;
- A queda imediata na tarifa elétrica teve efeito reverso logo após, com acréscimo na tarifa acima da inflação do período, em decorrência da incorporação da base de ativos remanescente, acrescida da remuneração do capital pelo prazo da mora.

26. Ademais, a definição da BRA e das tarifas de transporte insere-se no arcabouço da regulação econômica da atividade de transporte de gás e deve incentivar uma administração e gestão eficientes, assegurando que ganhos de produtividade sejam apropriados pelos agentes regulados e que despesas desnecessárias e investimentos imprudentes não sejam repassados aos usuários.

27. Ocorre que, como será detalhado a seguir, o Método de Capital Recuperado (RCM) parte da premissa de que todo o saldo livre do fluxo de caixa da empresa representa a remuneração do capital e equivale à depreciação dos ativos – que, sob essa ótica, pode inclusive ser negativa. Assim, como a abordagem não é capaz de avaliar a eficiência real do custo verificado de operação, manutenção, gestão e administração, o RCM é equivalente à aplicação retroativa de regulação por custo do serviço e, portanto, extrai indevidamente eventuais ganhos de eficiência do transportador (que sob o regime de autorização e a tutela do art. 44 da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, não poderiam ser expropriados) e assegura, também indevidamente, o equilíbrio econômico-financeiro de transportadores ineficientes, conferindo prazo adicional para a depreciação dos ativos.

28. O Risco Regulatório 3 possui efeito estruturante e potencial para desestabilizar toda a indústria de transporte de gás no Brasil e demais atividades reguladas pela ANP.

- **Risco Regulatório 3:** Gerar incentivos econômicos à gestão ineficiente das empresas reguladas – problema da gestão ineficiente da infraestrutura de transporte de gás.

29. Sendo assim, o presente Parecer busca avaliar o risco regulatório inerente e residual das três alternativas regulatórias disponíveis para a definição da BRA da NTS:

- Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI);
- Custo de Reposição Novo (CRN); e
- Método de Capital Recuperado (RCM).

DO RISCO REGULATÓRIO DE APLICAÇÃO DO CHCI

30. Os primeiros ativos de contratos legados cuja BRA foi definida para ingresso no novo regime tarifário foram aqueles vinculados ao Contrato de Capacidade Quantificada (TCQ), em 2019, e ao Contrato de Transporte de Quantidades Complementares (TCX), em 2021, ambos da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG). Nesses casos, a ANP concluiu o processo de valoração dos ativos mediante aplicação do método CHCI, com prazos de depreciação compatíveis com a vida útil econômica dos ativos. Esta conclusão se deu após intenso debate sobre a controvérsia na TBG a respeito da mudança no período de depreciação do GASBOL, de 10 para 30 anos, o que implicaria a completa amortização/depreciação do ativo. No entanto, a ANP não resolveu essa questão por meio de uma reconstrução do tipo RCM.

31. Segundo a própria ANP, em análise realizada no âmbito da Consulta Pública nº 05/2025, a definição da BRA pelo método do CHCI é adequada por sua objetividade e simplicidade de implementação [1]:

Definição de diretrizes específicas para a avaliação dos ativos dos transportadores vinculados ao serviço de transporte, com o objetivo de definir a base de remuneração na receita máxima permitida, em atendimento ao disposto no art. 9º da Lei nº 14.134/2021.

A indicação de preferencialmente ser utilizado o método do custo histórico corrigido pela inflação (CHCI), ou enfoque contábil, para valoração da BRA, justifica-se por ser modelo baseado em registros contábeis, sendo considerado simples e objetivo. Nele, os ativos são descontados pela amortização/depreciação de acordo com o tempo transcorrido desde sua entrada em operação comercial. Devido à inflação, para garantir a recuperação dos valores investidos, é preciso atualizar os valores históricos registrados na contabilidade. Tal indicação foi corroborada na Consulta Prévia nº 1/2025 (Questão 4).

32. Sendo assim, por meio do documento “Proposta Base Regulatória de Ativos Existentes Ciclo Regulatório 2026-2030 (posição 31/12/2024)”, a NTS apresentou o cálculo da sua BRA por meio do CHCI e do CRN. De acordo com a transportadora, a apuração pelo método CHCI foi realizada a partir dos registros contábeis da empresa, anualmente auditados de forma independente, relativos ao seu ativo imobilizado, na data base de 31 de dezembro de 2024, incluindo:

- Custos contábeis depreciados e indexados até dezembro de 2024 dos ativos listados no Anexo IV do Termo de Compromisso, referente ao Contrato Malha Sudeste e seus Aditivos, cuja data de término é 31/12/2025, no montante de R\$ 3.751 milhões (moeda dez/24);
- Custos de aquisição indexados até dezembro de 2024 de todos os investimentos realizados pela NTS no sistema de transporte a partir de 2017, no montante de R\$ 1.292 milhões (moeda dez/24);
- Custos contábeis depreciados e indexados até dezembro de 2024 que compõem o fluxo de novos ativos (GASIG e *Linepack*), no montante de R\$ 276 milhões (moeda dez/24).

33. Sobre os registros contábeis, procedeu-se à atualização monetária com base no IGP-M para a data-base de 31 de dezembro de 2024.

34. A Tabela 1 sumariza os valores apurados pela NTS pelo método CHCI.

Tabela 1: BRA pelo CHCI – Contrato Malha Sudeste e novos investimentos imobilizados a partir de 2017 (posição em 31/12/2024; moeda de dez./2024)

BRA por Tipo de Bens e Instalações (R\$ milhões; posição em dez./2024; moeda de dez./2024)	Valor de aquisição	Depreciação Regulatória Acumulada	Valor Residual Regulatório	%
Terrenos	0	0	0	0,00%
Imóveis/Edificações/Benfeitorias	52	-7	44	0,83%
Tubulação – Trecho/Ramal	7.316	-3.914	3.402	63,96%
Componentes Tubulação – Trecho/Ramal	222	-28	193	3,63%
Pontos de Entrada	59	-7	52	0,98%
Pontos de Saída	973	-498	475	8,93%
Estações de Compressão/Serviços de Compressão	72	0	72	1,35%
Estações de Medição/Estações de Regulagem de Pressão	60	-34	26	0,49%
Pontos de interconexão	26	-2	24	0,45%
Móveis, equipamentos e instalações de escritório	0	0	0	0,00%
Máquinas e equipamentos operacionais	76	-31	45	0,85%
Infraestrutura de TI	107	0	107	2,01%
Equipamentos e instalações de comunicação	22	-1	21	0,39%
Veículos	0	0	0	0,00%
PIG instrumentado	435	0	435	8,18%
Redução de emissões/Transição energética	0	0	0	0,00%
Linepack	140	-31	108	2,03%
Overhaul	70	0	70	1,32%
Condicionantes Ambientais	175	-13	163	3,06%
Classe de Locação	34	0	34	0,64%
Outros	35	-10	25	0,47%
Sobressalentes Críticos	22	0	22	0,41%
TOTAL	9.895	-4.576	5.319	100,00%

35. Diante das informações recebidas, a ANP, por meio da Nota Técnica nº 7/2026/SIM/ANP-RJ, manifestou preocupação com a consistência das informações, apontando possível discrepância entre os valores de custo histórico constantes de documentos auditados referentes à mesma data-base (31/08/2016), notadamente entre o Laudo de Avaliação elaborado pela PwC, no contexto da alienação da NTS, e as planilhas apresentadas pela transportadora, no âmbito da Consulta Pública nº 08/2025, e com o efeito da aplicação do IGP-M por longo período [2].

36. Assim, a análise da ANP no caso concreto: (i) indicou que o custo histórico registrado para fins societários pode não refletir, com precisão verificável, os investimentos efetivamente realizados; e (ii) suscitou dúvida quanto à capacidade da atualização pelo IGP-M de representar, de forma adequada, a evolução econômica específica dos custos do setor de transporte dutoviário.

37. Como resultado, a aplicação do CHCI, de forma abstrata, traria os seguintes riscos regulatórios inerentes:

- **Risco Regulatório 1:** Problema da dupla recuperação do capital:
 - i. É POSSÍVEL que os valores registrados na contabilidade, mesmo que auditados por terceiros qualificados, possuam imprecisões e inconsistências;
 - ii. É MUITO PROVÁVEL que a evolução do IGP-M ao longo do período de análise não corresponda exatamente à evolução real dos custos específicos da atividade de transporte experimentado por um agente específico;
 - iii. O impacto da consideração de valores de investimentos imprecisos na metodologia de CHCI pode ser considerado ELEVADO;
 - iv. O impacto da discrepância entre a evolução do IGP-M e a evolução dos custos reais da atividade de transporte na metodologia de CHCI pode ser considerado PEQUENO, pois o índice foi utilizado para preservar o valor real do dinheiro ao longo do tempo, e não para estimar o orçamento de um novo investimento com intervalo de décadas;
 - v. O patamar de risco inerente é, portanto, determinado pelo risco de imprecisão nos valores históricos contabilizados (probabilidade POSSÍVEL e impacto ELEVADO), alcançando a classificação de RISCO ELEVADO;
 - vi. O risco inerente pode ser mitigado pela realização de diligências, inclusive por meio da contratação de novo laudo destinado a explicar e corrigir as inconsistências identificadas pela ANP – no caso concreto, a suposta discrepância foi devidamente afastada pelo esclarecimento de que a diferença entre os laudos decorre da não consideração do desfazimento do leasing do GASCAR na conta da PwC. Com isso, a probabilidade de materialização do risco poderia ser reduzida para IMPROVÁVEL e seu impacto para REDUZIDO, resultando em um nível de RISCO RESIDUAL BAIXO.
- **Risco Regulatório 2:** Problema da recuperação insuficiente do capital:
 - i. É POSSÍVEL que os valores registrados na contabilidade, mesmo que auditados por terceiros qualificados, possuam imprecisões e inconsistências;
 - ii. É MUITO PROVÁVEL que a evolução do IGP-M ao longo do período de análise não corresponda exatamente à evolução real dos custos

específicos da atividade de transporte experimentado por um agente específico;

- iii. O impacto da consideração de valores de investimentos imprecisos na metodologia de CHCI pode ser considerado ELEVADO;
 - iv. O impacto da discrepância entre a evolução do IGP-M e a evolução dos custos reais da atividade de transporte na metodologia de CHCI pode ser considerado PEQUENO, pois se trata do indexador utilizado para correção das tarifas dos contratos legados e sua aplicação busca preservar o valor real do dinheiro ao longo da análise, e não realizar estimativa do orçamento de um novo investimento com hiato de décadas;
 - v. O patamar de risco inerente é determinado pelo risco de erro nos valores apurados (probabilidade POSSÍVEL e impacto ELEVADO), alcançando a classificação de RISCO ELEVADO;
 - vi. O risco inerente pode ser mitigado pela realização de diligências, inclusive por meio da contratação de novo laudo dedicado a explicar e corrigir as inconsistências identificadas pela ANP¹. Com isso, a probabilidade de materialização do risco poderia ser reduzida para IMPROVÁVEL e seu impacto para REDUZIDO, resultando em um nível de RISCO RESIDUAL BAIXO.
- **Risco Regulatório 3:** Problema da gestão ineficiente da infraestrutura de transporte de gás.
 - i. **O método de CHCI não necessita de análise dos custos realizados e, portanto, não contribui para aumentar ou reduzir o Risco Regulatório 3.**

38. A Figura 1 apresenta as matrizes de riscos regulatórios inerentes e residuais para a aplicação do método de CHCI.

Figura 1: Matriz de risco regulatório do CHCI

Figura 1: Matriz de risco regulatório do CNER

Risco inerente						Risco residual																			
IMPACTO						PROBABILIDADE					IMPACTO						PROBABILIDADE								
						IMPROVÁVEL	POUCO PROVÁVEL	POSSÍVEL	PROVÁVEL	MUITO PROVÁVEL							IMPROVÁVEL	POUCO PROVÁVEL	POSSÍVEL	PROVÁVEL	MUITO PROVÁVEL				
1	Problema da dupla recuperação do capital					MUITO REDUZIDO							2	Problema da recuperação insuficiente do capital					MUITO REDUZIDO						
2	Problema da recuperação insuficiente do capital					REDUZIDO							1 e 2	Problema da recuperação insuficiente do capital					REDUZIDO						
3	Problema da gestão ineficiente da infraestrutura					MODERADO								Problema da gestão ineficiente da infraestrutura					MODERADO						
						ELEVADO			1 e 2							ELEVADO									
						MUITO ELEVADO										MUITO ELEVADO									

¹ A exemplo do procedimento previsto pela ARSESP na DELIBERAÇÃO nº 1.487, de 12 de janeiro de 2024, disponível em: <https://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/ld14872024.pdf>

39. Pelo exposto, a aplicação do método de CHCI, no caso concreto, demanda ações específicas de mitigar a probabilidade e o impacto de utilização de informações contábeis incorretas. Nesse caso, cabe destacar que a celebração, em 20 de outubro de 2016, de novo Termo de Compromisso entre ANP, NTS, Petrobras e Transpetro, consignou no Anexo IV a relação de ativos com suas respectivas vidas úteis e valores, como condição prévia à transferência das autorizações de operação de transporte para a NTS como parte do processo de venda da NTS pela Petrobras.

40. A elaboração desse anexo atendeu, portanto, a uma dupla finalidade: de um lado, cumprir os requisitos estabelecidos pelo marco normativo para a transferência das autorizações de operação; de outro, conferir segurança jurídica e previsibilidade à valoração dos ativos, considerando o regime de reversão à União previsto na legislação setorial anterior.

41. Além do Anexo IV, o Termo de Compromisso de 2016 estabeleceu diversas obrigações que instituíram mecanismos de controle e acompanhamento do valor dos ativos da NTS pela ANP. Destacam-se, nesse sentido: (i) o item 2.5.5, que determinou a comunicação à ANP e ao público em geral, por meio do sítio eletrônico da NTS, através de notificações trimestrais, dos fatos e ocorrências relativos ao Termo de Compromisso; (ii) o item 5.6, que previu o envio à ANP de relatórios trimestrais sobre o andamento das providências para obtenção da documentação técnica exigida; (iii) o item 6.3, que reiterou a obrigação de comunicar, mediante notificações trimestrais, os fatos e ocorrências relativas ao cumprimento do Termo de Compromisso; (iv) o item 11.1, que instituiu a realização de reuniões trimestrais entre as partes para acompanhamento da execução do Termo de Compromisso; e (v) o item 11.2, que estabeleceu o dever da ANP de publicar em seu sítio na internet, trimestralmente, o resumo do estado do atendimento dos requisitos regulatórios.

42. Esse conjunto de obrigações evidencia que a ANP não apenas analisou e aprovou a relação de ativos e seus valores no Anexo IV, mas também instituiu mecanismos permanentes de supervisão e controle do cumprimento das condições estabelecidas para a transferência das autorizações de operação, o que demonstra que a mitigação da probabilidade e do impacto dos riscos regulatórios decorrentes da aplicação do método de CHCI é exequível, bem como a interferência e concordância da Agência Reguladora em toda a negociação e definição de parâmetros negociados na época.

43. Finalmente, cabe destacar que o método de CHCI, com algumas variações, é amplamente utilizado para homologação de investimentos realizados para formação de base regulatória de ativos de infraestrutura de energia em diversas jurisdições, como por exemplo:

Jurisdição	Transporte de Gás	Distribuição de Gás	Transmissão de Eletricidade	Distribuição de Eletricidade
Estados Unidos - Federal	Valor Contábil		Valor Contábil	
		Valor Contábil Líquido		
França	Valor Contábil Líquido			
Itália	Valor Contábil Líquido			
Holanda	Valor Contábil			
Dinamarca	Valor Contábil			
Portugal	Combinação de valores históricos e valor novo de reposição			

Fontes: CEER [3] e FERC [4]

DO RISCO REGULATÓRIO DE APLICAÇÃO DO CRN

44. Por meio do documento “Proposta Base Regulatória de Ativos Existentes Ciclo Regulatório 2026-2030 (posição 31/12/2024)”, a NTS também apresentou o cálculo da BRA pelo método CRN, elaborado com apoio da KPMG Consultoria Ltda.

45. O cálculo proposto pela NTS/KPMG adotou como marco temporal para início da contagem da depreciação regulatória a data de 31 de dezembro de 2005, correspondente ao início da operação comercial do Contrato de Transporte Firme Malha Sudeste em 2006. Os valores apresentados adotaram como data base dezembro de 2023.

46. A Tabela 2 sumariza os valores apurados pela NTS pelo método CRN.

Tabela 2: BRA pelo CRN (R\$ milhões; moeda de dez./2023)

BRA por Tipo de Bens e Instalações	Valor de Reposição Novo	Valor de Mercado	Depreciação Aplicada
Gasoduto	14.849,0	5.954,7	59,9%
Estação de Compressão	833,6	333,5	60,0%
Pontos de Entrega	835,6	373,6	55,3%
Pontos de Recebimento	11,5	4,6	60,0%
Estações de Transferência de Custódia	31,9	12,7	60,0%
Interconexões	58,1	23,2	60,0%
Estações Redutoras de Pressão	1,4	0,6	60,2%
TOTAL	16.621,1	6.702,9	59,7%

47. Diante das informações recebidas, a ANP, por meio da Nota Técnica nº 7/2026/SIM/ANP-RJ, questionou a premissa proposta para o início da contagem da depreciação acumulada [2].

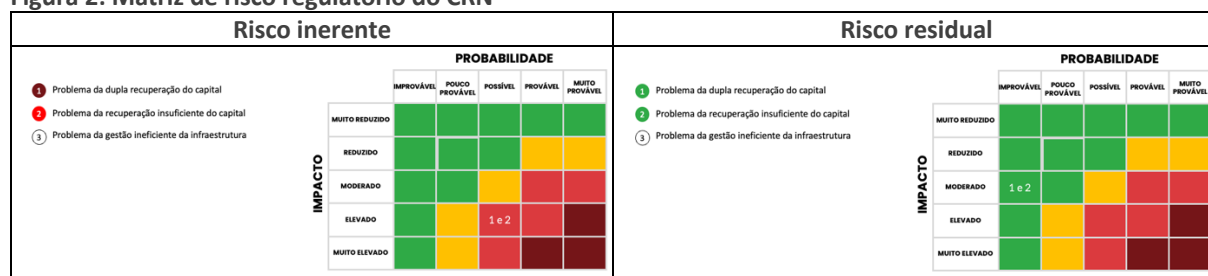
48. A aplicação da metodologia de CRN, em abstrato, apresenta os seguintes riscos regulatórios inerentes:

- **Risco Regulatório 1:** Problema da dupla recuperação do capital:
 - i. É POSSÍVEL que a apuração da depreciação dos ativos seja realizada com base em premissas e metodologia com discricionariedade técnica;
 - ii. É POSSÍVEL que, por considerar valores médios de mercado, a metodologia de CRN aponte para valores de investimentos superiores aos efetivamente realizados, mas sendo a melhor opção para referência de preço atual;
 - iii. O impacto da consideração de fatores de depreciação discricionários na metodologia de CRN pode ser considerado ELEVADO;
 - iv. O impacto da consideração de valores superiores ao investimento prudente pode ser considerado ELEVADO;

- v. O patamar de risco inerente, considerando probabilidade POSSÍVEL e impacto ELEVADO, alcança a classificação de RISCO ELEVADO;
 - vi. O risco inerente pode ser mitigado pela aplicação de premissas e metodologias homologadas pela agência reguladora, inclusive pode se basear nas conclusões descritas na Nota Técnica 15/2019 – Análise Estatística de Custos De Implantação de Oleodutos e Gasodutos no Brasil, ou utilizar custos de referência aderentes à realidade de investimentos no Brasil – com isso, a probabilidade de materialização do risco poderia ser reduzida para IMPROVÁVEL e seu impacto para MODERADO, resultando em um nível de RISCO RESIDUAL BAIXO.
- **Risco Regulatório 2:** Problema da recuperação insuficiente do capital:
 - i. É POSSÍVEL que, por considerar valores médios de mercado, a metodologia de CRN aponte para valores de investimentos inferiores aos efetivamente realizados, sem que a diferença seja explicada por ineficiência econômica;
 - ii. O impacto da consideração de valores inferiores ao investimento prudente pode ser considerado ELEVADO;
 - iii. O patamar de risco inerente, considerando probabilidade POSSÍVEL e impacto ELEVADO, alcança a classificação de RISCO ELEVADO;
 - iv. O risco inerente pode ser mitigado pelo cálculo do CRN com base em dados e parâmetros nacionais, se basear nas conclusões descritas na Nota Técnica 15/2019 – Análise Estatística de Custos De Implantação de Oleodutos e Gasodutos no Brasil e pela possibilidade de utilização subsidiária dos valores de registros contábeis de investimentos atípicos – com isso, a probabilidade de materialização do risco poderia ser reduzida para IMPROVÁVEL e seu impacto para MODERADO, resultando em um nível de RISCO RESIDUAL BAIXO.
 - **Risco Regulatório 3:** Problema da gestão ineficiente da infraestrutura de transporte de gás.
 - i. **O método de CRN não necessita de análise dos custos realizados e, portanto, não contribui para aumentar ou reduzir o Risco Regulatório 3.**

49. A Figura 2 apresenta as matrizes de riscos regulatórios inerentes e residuais para a aplicação do método de CRN.

Figura 2: Matriz de risco regulatório do CRN



50. Pelo exposto, a aplicação do método de CRN no caso concreto demanda ações específicas para mitigar a probabilidade e o impacto de utilização de fatores de depreciação e de orçamentação do valor novo do investimento que são exequíveis.

51. Sendo assim, o método de CRN, também é amplamente utilizado para homologação de investimentos realizados para formação de base regulatória de ativos de infraestrutura de energia em diversas jurisdições, como por exemplo:

Jurisdição	Transporte de Gás	Distribuição de Gás	Transmissão de Eletricidade	Distribuição de Eletricidade
Brasil – Federal			Valor Novo de Reposição e Valor Original Contábil para investimentos atípicos	
Alemanha	Valor Novo de Reposição			
Irlanda	Valor Novo de Reposição			
República Tcheca	Valor Novo de Reposição para ativos anteriores a 2006 e Valor Contábil Líquido desde então			
Finlândia	Valor Novo de Reposição para ativos anteriores a 2023 e Valor Contábil Líquido desde então			

Fontes: CEER [3] e ANEEL [5]

52. No caso brasileiro, por exemplo, a regulação tarifária da atividade de transmissão de energia elétrica avalia a base regulatória incremental preferencialmente pelo método de Valor Novo de Reposição (VNR), estimado com base em um Banco de Preços Referencial (BPR) para módulos de funções de transmissão. Todavia, o Valor Original Contábil (VOC) pode ser utilizado subsidiariamente para valoração de investimentos atípicos. Uma vez auditado e homologado, o valor da base de ativos é blindado de novas reavaliações, passando a ser ajustado apenas pela variação da inflação, pela taxa de depreciação e por eventuais baixas prematuras [5].

53. Ademais, a legislação do setor elétrico, estabelece que os valores de indenização por bens reversíveis de geração e transmissão não depreciados e amortizados deve ser realizada pelo método do Valor Novo de Reposição (VNR) conforme critérios estabelecidos na regulação – art. 1º-B, § 5º, art. 8º, §2º, e art. 15, § 1º, Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

DO RISCO REGULATÓRIO DE APLICAÇÃO DO RCM

54. Em 3 de junho de 2026, a ANP instaurou a Consulta Pública nº 11 para avaliação da possibilidade de aplicação da abordagem do RCM para a valoração da BRA.

55. A motivação expressa para a tentativa de aplicação do RCM baseou-se na existência do Risco Regulatório 1 — problema da dupla recuperação do capital — apontado no presente Parecer, conforme se extrai da Nota Técnica nº 14/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ:

Se regulador subsequentemente tentar avaliar esses ativos usando método padrão de custo de reposição sem considerar a recuperação histórica efetiva, existe risco de "dupla recuperação" (*double recovery*). O proprietário do ativo poderia recuperar o custo de capital através de tarifas negociadas elevadas durante o período legado e novamente através da nova BRA regulada estabelecendo tarifas para o período futuro.

O RCM aborda essa lacuna de forma sistemática. Ao contrário dos métodos prospectivos (*forward-looking*) que estimam quanto um ativo deveria custar para ser construído hoje, o RCM é teste financeiro retrospectivo (*backward-looking*) (AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR, 2023).

...

A dupla recuperação de capital produz efeitos economicamente indesejáveis sob múltiplas dimensões regulatórias. Em primeiro lugar, eleva artificialmente a Base Regulatória de Ativos e, conseqüentemente, as tarifas futuras de transporte, comprometendo a modicidade tarifária. Em segundo lugar, gera sobre remuneração econômica de ativos já amortizados, produzindo transferência indevida de renda dos usuários para o proprietário da infraestrutura. Por fim, compromete a eficiência econômica do setor ao distorcer os sinais regulatórios relativos ao custo efetivo da infraestrutura existente.

A prevenção desse risco constitui precisamente a principal justificativa econômica para a utilização do Método do Capital Recuperado (*Recovered Capital Method* – RCM) em contextos de transição regulatória envolvendo ativos legados. (Grifo nosso)

56. De acordo com a ANP, o RCM foi desenvolvido como instrumento de valoração regulatória destinado a reconstruir economicamente a trajetória histórica de recuperação do investimento associado a um determinado ativo de infraestrutura. A pergunta central do método não é quanto custaria reconstruir o ativo no presente, mas sim quanto do investimento originalmente realizado permanece efetivamente não recuperado após anos ou décadas de operação e geração de receitas tarifárias [6].

57. Para tanto, o método reconstrói os fluxos econômicos históricos associados ao ativo ao longo de sua vida operacional. Em cada período analisado, considera-se a receita efetivamente auferida pela infraestrutura, deduzindo-se dela: (i) os custos operacionais e despesas necessários à prestação do serviço; e (ii) a remuneração econômica requerida sobre o capital ainda não recuperado, estimada mediante aplicação de taxa compatível com o custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital* – WACC).

58. Assim, o valor residual obtido após essas deduções corresponderia à parcela de recuperação efetiva de capital ocorrida no período. A aplicação sucessiva desse procedimento ao longo da trajetória operacional do ativo permite estimar dinamicamente o montante de

capital já depreciado economicamente e, por consequência, o valor residual remanescente justificável para fins regulatórios. Sob essa lógica:

- Quanto **maior** a receita histórica do ativo, **menor** o valor da BRA não amortizado – relação inversa;
- Quanto **maiores** os custos de operação e manutenção, **maior** o valor da BRA não amortizado – relação direta; e
- Quanto **maior** o custo do capital (WACC), **maior** o valor da BRA não amortizado – relação direta.

59. Entretanto, para reconstruir adequadamente os fluxos de caixa históricos do ativo desde sua construção, o RCM depende tanto ou mais de informações precisas e corretas do que os demais métodos de CHCI e de CRN.

60. Para a valoração da NTS, a ANP adotou as seguintes premissas [6]:

- Devido à ausência de uma base regulatória histórica formalmente estabelecida pelo regulador, a ANP optou pela utilização do CRN para a definição da BRA inicial da Malha Sudeste, com data-base de dezembro de 2006. Para tanto, adotou uma base de dados de custos de gasodutos semelhantes implantados nos Estados Unidos entre 2004 e 2006. Todavia, o cálculo realizado pela ANP não considerou ajustes para internalizar essas referências de custo à realidade brasileira, em especial: (i) diferença de regime tributário; (ii) custo de frete de equipamentos; (iii) condicionantes ambientais e complexidade construtiva; e (iv) custos e produtividade de mão de obra e dos serviços de engenharia. ANP também desconsiderou instalações não classificadas como dutos, que em sua análise sobre a proposta de valoração de BRA pelo CRN na NT 07/2026, teriam iniciado operação antes de 2006;
- A ANP adotou o modelo de depreciação de Ross-Heideck que pondera o grau de consumo dos benefícios econômicos do ativo em função de sua idade, resultando no Valor de Reposição Depreciado (VRD). De acordo com a ANP, ao contrário da depreciação linear — que distribui o custo uniformemente ao longo dos anos —, Ross-Heidecke adota uma curva quadrática que reflete dois comportamentos empíricos observados em ativos de infraestrutura: a depreciação é mais acelerada nos primeiros anos de vida, quando a perda relativa de capacidade e valor de mercado é proporcionalmente maior; e o ritmo de perda de valor se intensifica ainda mais à medida que o ativo se aproxima do final de sua vida útil regulatória. Destaca-se que esta metodologia de depreciação é aplicada, normalmente, para edificações e não para ativos tipicamente de transporte de gás natural;
- Para a receita líquida, a ANP adotou produto entre a capacidade de transporte contratada e o Encargo de Transporte auferido pelo Consórcio Malhas Sudeste Nordeste no âmbito do Segundo Contrato de Transporte de Gás da Malha

Sudeste, firmado em 1º de agosto de 2007. Somente para os anos de 2006 e 2007, a ANP utiliza as tarifas vigentes sob o regime do Primeiro Contrato de Transporte, no valor de R\$ 0,86687/MMBTU em 2006 e R\$ 0,87538/MMBTU em 2007. Convém destacar, contudo, a existência de divergências regulatórias entre a tarifa e a capacidade declarada pela própria ANP em relação ao documento emitido em cumprimento ao disposto no parágrafo primeiro do artigo 46 do Decreto nº 7.382/10. Vale ressaltar que a Tarifa de transporte é reajustada pela variação acumulada do IGPM – $[T_{n+1} = T_n \times (1 + \Delta IGPM)]$;

- Devido à ausência de WACC regulatório definido *ex-ante* para operadores de transporte de gás com contratos legados em 2006, a ANP adotou a seguinte abordagem:
 - i. Para o período de 2006 a 2013: WACC calculado anualmente pela metodologia CAPM Adaptado para Países Emergentes, conforme NT nº 027/2006-SCM, com parâmetros de mercado (taxa livre de risco e risco Brasil) atualizados por séries históricas de 10 anos.
 - ii. Para o período de 2014 a 2018: WACC de 7,15% a.a. (real, após impostos, em US\$), correspondente à taxa de retorno efetivamente aplicada pelo marco regulatório então vigente e referendada no âmbito das contratações de transporte reguladas pela RANP nº 15/2014.
 - iii. Para o período de 2019 a 2025: WACC de 7,25% a.a. (real, após impostos, em US\$), resultante da revisão quinquenal prevista no art. 19 da RANP nº 15/2014, apurado pela Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM/ANP) na NT nº 013/2019-SIM.
- Considerando que o valor nominal da receita auferida é indexado à variação acumulada do IGPM, o fluxo de caixa livre foi estimado com base no WACC nominal – $[WACC_{nominal} = (1 + WACC_{real}) \times (1 + IGPM) - 1]$;
- Os custos operacionais (OPEX) utilizados no modelo RCM englobam os custos de Operação e Manutenção (O&M) e as Despesas Gerais e Administrativas (G&A), no caso concreto a ANP considerou:
 - i. Período de 2006 a 2007: Produto do Custo Unitário Ajustado de 2008 em R\$/km pela extensão da Malha Sudeste (989,1 km) em 2006 e 2007;
 - ii. Período de 2008 a 2016: valores correntes nominais informados pela Petrobras, conforme dados extraídos de seu sistema corporativo interno, com a ressalva de que os valores “refletem os registros de pagamentos da Petrobras ao SAP, que podem não capturar a totalidade dos custos de O&M eventualmente incorridos pela Transpetro no período — o que confere aos valores do período 2008–2016 um caráter de valor de referência, e não necessariamente de mensuração exaustiva dos custos operacionais reais da malha. Os valores informados pela Petrobras foram ajustados pela ANP para incluir G&A e despesas com Direito de Passagem (ajuste de 38,11%);

- iii. Período de 2017 a 2025: valores correntes nominais informados pela NTS ajustados pela participação da Malha Sudeste na extensão total dos ativos da NTS (62%).

61. Inicialmente, cabe destacar que, no caso concreto, praticamente todas as variáveis e os dados necessários à aplicação do RCM precisaram ser estimados com base em premissas discricionárias. Com isso, considerando que eventuais desvios podem ocorrer em qualquer direção, a aplicação da metodologia, no caso concreto, maximiza a possibilidade de materialização tanto do **Risco Regulatório 1** — problema da dupla recuperação do capital — quanto do **Risco Regulatório 2** — problema da recuperação insuficiente do capital.

62. Ademais, como o valor do capital recuperado (depreciação) é calculado com base no fluxo de caixa livre, a metodologia não distingue o montante empregado na depreciação do capital de eventuais ganhos (ou perdas) econômicos decorrentes de eficiência de gestão, operação e manutenção. Assim, empreendedores mais eficientes são penalizados por uma depreciação artificialmente acelerada pela captura integral do resultado de seu esforço, enquanto empreendedores ineficientes são bonificados com um prazo adicional para a recuperação do capital investido.

63. Dessa forma, diferentemente das metodologias de CHCI e CRN, o RCM também maximiza a possibilidade de materialização do **Risco Regulatório 3** – problema da gestão ineficiente da infraestrutura de transporte de gás.

64. Sendo assim, a aplicação do RCM no caso concreto, que não é uma metodologia de valoração de BRA amplamente reconhecida e aplicada, traria os seguintes riscos regulatórios inerentes:

- **Risco Regulatório 1:** Problema da dupla recuperação do capital:
 - i. É IMPROVÁVEL que, por considerar valores médios de mercado dos Estados Unidos, a metodologia de RCM aponte para valores de investimentos superiores aos efetivamente realizados;
 - ii. O impacto da consideração de valores superiores ao investimento prudente pode ser considerado ELEVADO;
 - iii. O patamar de risco inerente, considerando probabilidade IMPROVÁVEL e impacto ELEVADO, alcança a classificação de RISCO BAIXO;
 - iv. No caso concreto, não foram identificadas ações adicionais de mitigação para o risco apontado, de modo que o RISCO RESIDUAL também permanece BAIXO.

- **Risco Regulatório 2:** Problema da recuperação insuficiente do capital:
 - i. É MUITO PROVÁVEL que a metodologia de RCM tenha sido aplicada com valores de investimentos inferiores aos efetivamente realizados tendo em vista que:
 - a. o valor da BRA original foi estimado pelo método do CRN com dados do mercado dos Estados Unidos sem qualquer forma de ajuste para representação do custo Brasil e por não apurar o valor da totalidade de ativos e instalações efetivamente em serviço;
 - b. o WACC arbitrado pela ANP não representa o custo do capital efetivo no momento do investimento;
 - c. o OPEX utilizado para o período de 2006 a 2016 foi baseado em informações incompletas e fornecidas por terceiro com interesse específico na redução da BRA da Malha Sudeste.
 - ii. O impacto da consideração de valores inferiores ao investimento prudente pode ser considerado ELEVADO;
 - iii. O patamar de risco inerente, considerando probabilidade MUITO PROVÁVEL e impacto ELEVADO, alcança a classificação de RISCO SEVERO;
 - iv. O risco inerente pode ser mitigado pelas seguintes ações:
 - a. inclusão de ajustes *ad-hoc* no cálculo dos investimentos para considerar condições específicas de tributação, frete, condicionantes ambientais e complexidade construtiva, ou uso adaptado dos resultados da Nota Técnica nº 15/2019 SIM;
 - b. Consideração de WACC calculado com base nos parâmetros econômicos e financeiros vigentes em 2006.
 - v. Todavia, devido a ausência de informação objetiva, o risco de imprecisão na informação do OPEX não pode ser mitigado. Com isso, a probabilidade de materialização do risco permanece classificada como MUITO PROVÁVEL e seu impacto como ELEVADO, resultando em um nível de RISCO RESIDUAL SEVERO.
- **Risco Regulatório 3:** Problema da gestão ineficiente da infraestrutura de transporte de gás.
 - i. É MUITO PROVÁVEL que, ao adotar dados incompletos de OPEX – fato expressamente reconhecido na NT 14/2026 – e estimativas baseadas em premissas discricionárias para a reconstituição histórica dos custos,

o OPEX projetado pela ANP resulte em patamares subdimensionados e insuficientes. O impacto da consideração de valores inferiores ao OPEX eficiente pode ser considerado ELEVADO;

- ii. O patamar de risco inerente, considerando probabilidade MUITO PROVÁVEL e impacto ELEVADO, alcança a classificação de RISCO SEVERO;
- iii. O risco inerente pode ser mitigado pela adoção de metodologia de *benchmarking* e *yardstick competition* para definição do nível eficiente de OPEX do setor de transporte, a exemplo da abordagem utilizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para concessionárias de transmissão. Ainda assim, a probabilidade de materialização do risco seria reduzida apenas para POSSÍVEL, mantendo-se o impacto ELEVADO, de modo que o RISCO RESIDUAL permaneceria ELEVADO.

65. A Figura 3 apresenta as matrizes de riscos regulatórios inerentes e residuais à aplicação do método RCM.

Figura 3: Matriz de risco regulatório do RCM

Risco inerente							Risco residual						
		PROBABILIDADE							PROBABILIDADE				
		IMPROVÁVEL	POUCO PROVÁVEL	POSSÍVEL	PROVÁVEL	MUITO PROVÁVEL			IMPROVÁVEL	POUCO PROVÁVEL	POSSÍVEL	PROVÁVEL	MUITO PROVÁVEL
IMPACTO	MUITO REDUZIDO						IMPACTO	MUITO REDUZIDO					
	REDUZIDO							REDUZIDO					
	MODERADO							MODERADO					
	ELEVADO	1				2 e 3		ELEVADO	1		3		2
	MUITO ELEVADO							MUITO ELEVADO					

66. Pelo exposto, a aplicação do RCM no caso concreto exigiria medidas de mitigação dos Riscos Regulatórios 2 e 3 mais complexas do que as necessárias à aplicação do CHCI ou do CRN. Além disso, o ajuste necessário para reconhecer o OPEX eficiente é inexecutável no curto prazo, pois demandaria a elaboração de uma Análise de Impacto Regulatório (AIR), a definição de metodologia própria e a realização de uma consulta pública específica.

67. Finalmente, cabe apontar a identificação de inconsistências e omissões nas premissas e na metodologia proposta pela ANP por meio da Nota Técnica nº 14/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ:

- A aplicação do RCM exige, em regra, dados reais e efetivos, admitindo estimativas apenas de forma complementar e subsidiária. No caso concreto, contudo, o custo de investimento das instalações incorporadas antes de 2006, que correspondem a cerca de 88% da capacidade de transporte contratada da

Malha Sudeste², foi estimado pela ANP pelo método CRN, de modo que a abordagem soma as fragilidades das duas metodologias;

- Por outro lado, para os ativos incorporados a partir de 2006, a abordagem proposta pela Nota Técnica nº 014/2026- consiste em utilizar o CHCI, conforme registros contábeis da transportadora. Ora, se os registros contábeis foram considerados impróprios para justificar o CHCI, também deveriam ser para o RCM e, vice-versa, se são válidos para aplicação do RCM podem ser aplicados para o CHCI, não havendo justificativa para a escolha de uma metodologia mais complexa. Todavia, ainda que a base contábil fosse considerada íntegra e houvesse justificativa técnica para a escolha do RCM, as informações não poderiam ser aplicadas apenas no ano da operação comercial, pois, como o RCM é um método de fluxo de caixa descontado, as adições devem ser registradas durante a fase construtiva dos ativos e não apenas quando concluídos.
- Apesar de se basear em dados de receitas contratuais, a premissa de receita adotada pela Agência desconsidera a necessidade de usar ingressos de fluxos de caixa efetivamente realizados e decorrentes das receitas do contrato, ou mesmo dados de capacidade e tarifa divulgados em seu site para o período entre 2006-2010. Esta omissão acaba por resultar em 2 inconsistências:
 - i. Ainda que o RCM fosse metodologia amplamente adotada para definição de BRA inicial, o que claramente não o é, um dos seus conceitos principiológicos mais relevantes é que ele deve ser apurado usando base informacional completa, auditável e metodologicamente robusta, atributos estes reconhecidos pela própria ANP ao julgar impróprio apuração da BRA pelo RCM, quando da elaboração da Nota Técnica nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ;
 - ii. Ao privilegiar o uso da curva de capacidade e tarifa planejada contratualmente em detrimento de ingressos de caixa efetivamente verificáveis ou do uso de dados levantados e divulgados à época pela própria ANP sobre o Contrato Malhas Sudeste, a Agência contraria exatamente aquilo que determinou como pilar fundamental para aplicação do RCM na Nota Técnica nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, acabando por inflar artificialmente receitas em seu exercício e, inversamente, o resultado final do RCM apurado.
- O OPEX de todos os anos foi ajustado em relação ao proposto pela Agência, seja para incluir custos não considerados, como os serviços de compressão

² Valor estimado com base nas informações de capacidade de transporte contratada indicadas nas Tabelas 12 e 14 da Nota Técnica nº 14/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, bem como no seguinte trecho da referida Nota Técnica: “A capacidade cresce de 38,383 MMm³/dia em 2006 até atingir 43,805 MMm³/dia a partir de 2012, patamar que se mantém constante até 2025, **refletindo a consolidação da malha com o ingresso de novos ativos e a adesão de novos pontos de entrega ao longo do período inicial.**” (grifo nosso)

contratados para a Malha Sudeste, seja para ratear os custos incorridos proporcionalmente à extensão da malha. Ademais, as informações utilizadas no período de 2006 a 2016 são baseadas em declarações sabidamente incompletas³ e fornecidas por terceiro com interesse específico na redução da BRA da Malha Sudeste. Para o período de 2017 a 2025 adotou-se os dados de registros contábeis da NTS, que caso sejam válidos para o RCM, também devem ser válidos para o CHCI.

- Devido à ausência de informações tributárias específicas, as despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL) foram calculadas com base no próprio fluxo de caixa estimado, não sendo adotado os valores efetivamente realizados;
- Os valores estimados pelo CRN utilizaram uma base de dados internacional, sem os devidos ajustes para a transposição à realidade brasileira, como, por exemplo, a incorporação do “custo Brasil”.
- O valor do custo do capital próprio não deve variar ao longo do período de análise, uma vez que representa o custo de oportunidade do investimento na data de sua realização.

68. Considerando a necessidade de aplicação ampla e generalizada de valores estimados, a aplicação do RCM é inadequada, conforme reconhecido pela própria ANP por meio da Nota Técnica nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ [2].

39. Considerando que o RCM pressupõe base informacional completa, auditável e metodologicamente robusta, a sua utilização, nas condições atuais, poderia introduzir risco de distorções na valoração da Base Regulatória de Ativos, com potenciais impactos sobre a modicidade tarifária e a neutralidade regulatória.

69. Nessas condições, pequenos desvios de estimativa podem conduzir a alterações consideráveis no resultado final. O reconhecimento de despesas de OPEX 10% (dez por cento) superiores, por exemplo, conduziria o valor da BRA residual para R\$ 1,6 bilhão positivo, enquanto um desvio da mesma magnitude no valor inicial da BRA levaria o saldo residual para R\$ 2.1 bilhões positivo. Com isso, a utilização direta do CRN referenciado a 2024/2025 e estimado com parâmetros e dados nacionais, ou ancorado em valores já apurados pela ANP na Nota Técnica nº 15/2019 SIM [7], seria metodologicamente mais simples, transparente e consistente.

70. A aplicação subsidiária do CRN para definição da BRA inicial a ser considerada no método de RCM, com base em dados do mercado dos Estados Unidos, por sua vez, desconsidera a existência de diferenças significativas no custo de investimento em infraestrutura no Brasil e nos Estados Unidos, especialmente em decorrência da base

³ Conforme se extrai do seguinte trecho do item 9.1.3 da Nota Técnica nº 014/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ: Adicionalmente, a Petrobras registrou expressamente na mesma correspondência que “não pode afirmar que os valores pagos à Transpetro correspondem à integralidade dos valores referentes ao O&M dos citados Contratos, o que carece de verificação junto à NTS e à TAG ou à própria Transpetro, conforme o caso”.

tributária, da eficiência da mão-de-obra, e dos custos de serviços e outros elementos que constituem o chamado “custo Brasil”.

71. Estudo da OCDE de 2023 [8], por exemplo, destaca que:

- Os custos de conformidade tributária são extremamente altos. O sistema tributário do Brasil é altamente complexo e distorce as decisões de produção. Cinco impostos diferentes sobre o consumo de bens e serviços incidem sobre bases às vezes sobrepostas e em diferentes níveis de governo, com créditos incompletos para insumos intermediários e substancial insegurança jurídica, dando origem a longas disputas tributárias.
- Regulamentações rigorosas e elevados encargos administrativos nos mercados de bens e serviços restringem a concorrência e a entrada de novas empresas, prejudicando o crescimento da produtividade.
- A abertura comercial do Brasil ainda é menor do que a de outras economias emergentes. Barreiras comerciais e tarifas de importação são elevadas em comparação internacional.
- O processo de licenciamento ambiental é uma fonte de risco que pode desestimular a participação em licitações públicas de projetos de infraestrutura e inflacionar os preços.

72. Conclusão semelhante é alcançada pela Consulta Pública conduzida pelo Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços em 2023, cujo relatório final aponta como parte das principais causas do “custo Brasil” [9]:

- Carga tributária acima do comparativo internacional (34%, ante a média da OCDE de 23%), reduzindo a competitividade e atratividade para os investimentos;
- A complexidade tributária se reflete no contencioso, produzindo efeitos negativos sobre os investimentos e a competitividade das empresas brasileiras
- O país tem elevada necessidade de investimentos no setor de infraestrutura. Porém, as restrições fiscais do setor público fazem com que seja necessário o desenvolvimento de novas fontes de financiamento e recursos para esses investimentos.
- Elevada insegurança jurídica no processo de licenciamento ambiental, até mesmo após a obtenção da Licença Ambiental.

73. Sendo assim, a aplicação direta de custos dos Estados Unidos no Brasil é inadequada, especialmente quando existe estudo específico da própria ANP, como a Análise Estatística de Custos de Implantação de Oleodutos e Gasodutos no Brasil, realizada pela Nota Técnica nº 15/2019-SIM, que apontou um custo de investimento de US\$ 79,42/m.pol [7]. No caso concreto, seria possível estimar o custo do investimento da Malha Sudeste com base nos

valores correntes (em reais) e na taxa média de câmbio anual⁴ dos gasodutos avaliados pela referida Nota Técnica implantados entre 2004 e 2008, o que levaria o valor para US\$ 76,97/m.pol. Caso esse valor seja utilizado como base no estudo de RCM realizado pela ANP, *ceteris paribus*, o valor residual da BRA seria de R\$ 16,43 bilhões positivo, por exemplo.

Instalação	Ano	Custo Total (R\$ corrente)	Custo unitário (R\$/m.pol corrente)	Taxa de câmbio	Custo Unitário US\$/m.pol
Gasoduto Guamaré – Cabo (Nordestão)	2004	43.464.074,01	113,90	2,93	38,94
Gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC)	2007	3.547.397.084,93	133,92	1,95	68,78
Gasoduto Cabiúnas – Reduc III (GASDUC III)	2008	1.763.443.000,00	257,81	1,83	140,59
Gasoduto Caraguatatuba – Taubaté (GASTAU)	2008	379.426.120,93	138,27	1,83	75,40
Gasoduto GASBEL II	2008	583.636.708,00	121,44	1,83	66,22
Gasoduto Paulínia – Jacutinga	2008	153.732.685,23	118,07	1,83	64,39
Gasoduto Ramal FAFEN – SERGÁS (Trecho II)	2008	17.350.000,00	154,91	1,83	84,48
MÉDIA					76,97

Fonte: Nota Técnica nº 15/2019-SIM [7]

74. A aplicação de um WACC variável, calculado *ex-post*, é inconsistente com a abordagem do RCM – método que propõe apurar o retorno do capital com base no histórico realizado, considerando o contexto da data de investimento, e não capturar todo e qualquer ganho de eficiência e de gestão do empreendedor. Esse é o caso, por exemplo, da regra de revisão tarifária aplicada pela ANEEL às concessões licitadas de transmissão de energia elétrica, em que o custo do capital próprio definido no momento da licitação (decisão de investimento) é mantido blindado durante todo o período contratual, com revisão apenas do custo de capital de terceiros⁵, conforme definido no Submódulo 9.2 do PRORET. A aplicação do RCM com o WACC real de 2006 de 11,38%, equivalente à banda superior⁶ constante da Nota Técnica ANP nº 027/2006-SCM [10], *ceteris paribus*, conduziria a uma BRA residual positiva de R\$ 10,42 bilhões.

75. Finalmente, ressalta-se que, salvo a experiência australiana apontada pela ANP, utilizada em um único caso de arbitragem em gasoduto não regulado, não se identificou outro exemplo de aplicação do RCM para definição de base de ativos residual de infraestrutura regulada. Sendo assim, o RCM não é uma metodologia de valoração de BRA amplamente reconhecida e aplicada em setores de infraestrutura regulada.

76. Sendo assim, percebe-se que a metodologia é extremamente sensível a premissas discricionárias (que não podem ser arbitrárias), o que agrega insegurança jurídica e incerteza regulatória ao setor de transporte de gás, sem contrapartida clara ao interesse público.

⁴ Taxa de câmbio - R\$ / US\$ - comercial - compra - média (BM_ERC).

⁵ A premissa da ANEEL é que o custo de capital próprio definido no momento da decisão de investimento não se altera ao longo do tempo e o custo do capital de terceiros sim, uma vez que a dívida pode ser refinanciada.

⁶ Tabela 1 – Custo Médio Ponderado de Capital pelo Método CAPM Adaptado para Países Emergentes

CONCLUSÃO

77. Por todo o exposto, conclui-se que:

- A definição da BRA da NTS deve equilibrar três objetivos regulatórios centrais: evitar a dupla recuperação do capital, assegurar a recuperação adequada dos investimentos prudentes ainda não amortizados e preservar incentivos à gestão eficiente da infraestrutura de transporte;
- O CHCI apresenta a vantagem da simplicidade e da objetividade, por se apoiar em registros contábeis auditáveis por terceiros independentes. A existência de informações robustas para aplicação do CHCI, como demonstrativos financeiros das empresas detentoras dos ativos, contratos e relatórios da própria ANP, desautoriza o uso das premissas discricionariamente definidas pela agência na Nota Técnica nº 014/2026/SIM-CTR/SIM/ANP- RJ.
- O CRN é a metodologia apta a refletir o custo econômico de reposição da infraestrutura, mas sua aplicação exige especial atenção aos fatores de depreciação, à idade real dos ativos e à aderência dos custos de referência à realidade brasileira.
- O RCM revela elevada sensibilidade às premissas adotadas e depende de reconstrução retrospectiva de fluxos econômicos para os quais, no caso concreto, não há base informacional plenamente robusta.
- O RCM não é amplamente reconhecido nem aplicado em setores de infraestrutura regulada, tendo sido utilizado apenas uma vez na Austrália, e sua aplicação no contexto brasileiro deveria ser precedida de Análise de Impacto Regulatório prévia e específica.
- Ao vincular a recuperação do capital ao fluxo de caixa histórico, o método RCM captura ganhos de eficiência como se fossem amortização adicional do investimento, reduzindo os incentivos à gestão eficiente e criando risco regulatório estrutural que extrapola a indústria de transporte de gás e alcança todas as atividades reguladas pela ANP.
- Como resultado, a aplicação do RCM, tal como proposto na Consulta Pública nº 11, implica elevado risco de distorções na valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) e introduz risco regulatório de premiação de gestão ineficiente, com impactos indesejáveis sobre a estabilidade tarifária e a neutralidade regulatória.
- Nesse cenário, a adoção do RCM, não é recomendável para a definição da BRA da NTS no Ciclo Tarifário 2026-2030, especialmente diante da complexidade das medidas de mitigação necessárias e do elevado risco residual associado à apuração eficiente do OPEX.

- Assim, recomenda-se que a ANP privilegie a valoração da BRA da NTS pelas metodologias amplamente reconhecidas e adotadas pelo mercado, quais sejam, CHCI ou CRN.

78. Por fim, ressalta-se que, a exemplo do que ocorreu com o setor elétrico em 2012, o processo atual de transição regulatória de ativos de transporte de gás é paradigmático e estruturante, com as decisões práticas da ANP gerando profundos impactos na percepção de segurança jurídica e de risco regulatório, com desdobramentos na atratividade de investimentos e no ambiente institucional, especialmente devido ao fato de a atividade de transporte de gás ser exercida sob o regime jurídico de autorização. O autorizatório, por definição, está sujeito a mais riscos e, portanto, retroagir a análise de remuneração para capturar a integralidade dos ganhos auferidos – aplicando-se premissas e estimativas discricionárias – pode caracterizar expropriação e violação ao art. 44 da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 (Nova Lei do Gás).

79. No caso da experiência do setor elétrico, a tentativa de estabelecer novo patamar tarifário, por meio do reconhecimento administrativo da depreciação e amortização de ativos em detrimento dos registros contábeis das empresas, conduziu à deflagração de disputas e litígios que deslocaram a discussão do âmbito regulatório para o judicial. Isso implicou o risco de que premissas e critérios que deveriam ser definidos com discricionariedade técnica fossem estabelecidos por agentes externos à especialidade regulatória.

80. Mais do que isso, o ambiente de disputa judicial e de incerteza quanto ao valor da base de remuneração regulatória reduziu a capacidade de alavancagem das empresas afetadas e de financiamento de novos investimentos, gerando um saldo amplamente negativo para o interesse público.

81. Vale mencionar, ainda, que a interferência política visando à redução tarifária acabou tendo um efeito reverso por conta dos impactos causados, que geraram valores a serem devolvidos, que foram repassados à tarifa e, por consequência, ao usuário de energia elétrica.

82. Assim, entende-se que a decisão da ANP, conforme orientação do art. 20 da LINDB deve ser pautada principalmente pela análise de risco das consequências práticas da decisão, como a aqui apresentada. Essa análise deve considerar especialmente as balizas da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 (Nova Lei do Gás), cujo art. 44 assegura que a nova modalidade de serviço e de tarifação do transporte de gás não prejudicará os direitos dos transportadores decorrentes dos contratos legados, seja de forma direta, seja de forma indireta, inclusive pela captura *ex-post* dos ganhos de eficiência de gestão decorrentes da materialização do Risco Regulatório 3, em razão da adoção do RCM pela Agência Reguladora.

83. Sendo o que tínhamos a relatar, nos colocamos à disposição para eventuais esclarecimentos.

TIAGO DE BARROS CORREIA
RegE Barros Correia Consultoria

REFERÊNCIAS

- [1] ANP, “NOTA TÉCNICA Nº 4/2025/SIM/ANP-RJ -ANEXO,” Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, 2025.
- [2] ANP, “NOTA TÉCNICA Nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP- RJ,” Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, 2026.
- [3] CEER, “Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2025,” Council of European Energy Regulators, 2026.
- [4] FERC, “Federal Energy Regulatory Commission,” [Online]. Available: www.ferc.gov. [Acesso em 25 junho 2026].
- [5] ANEEL, “Procedimentos de Regulação Tarifária - Submódulo 9.1: Revisão Periódica das Receitas das Concessionárias de Transmissão,” Agência Nacional de Energia ELétrica, 2026.
- [6] ANP, “NOTA TÉCNICA Nº 14/2026/SIM-CTR/SIM/ANP- RJ,” Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, 2026.
- [7] ANP, “NOTA TÉCNICA Nº 015/2019-SIM,” Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, 2019.
- [8] OCDE, “OECD Economic Surveys BRAZIL,” Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico, 2023.
- [9] MDIC, “Resultados da Consulta Pública do Custo-Brasil,” Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços, 2023.
- [10] ANP, “Nota Técnica nº 027/2006-SCM,” Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2006.