



Contribuição NTS à Consulta Pública nº11/2026

07.2026

Índice

1. Introdução	3
2. Metodologia RCM	6
3. A estrutura regulatória e os contratos legados.....	12
4. Incoerência Metodológica	13
4.1 Utilização de metodologia conceitualmente inadequada para a valoração do custo de construção incorrido	14
4.2 Aplicação simultânea de duas metodologias de valoração para os ativos anteriores à desverticalização	15
5. Ajustes Necessários na Valoração do RCM calculado pela ANP.....	16
5.1 Estimativa do CAPEX: Aplicação do RCM ao Malhas SE	16
5.1.1 Ajuste dos custos de referência internacionais às condições locais.....	16
5.1.2 Ajuste na composição da infraestrutura de transporte existente pré-2006	19
5.1.3 Determinação do Valor de Reposição Depreciado (VRD)	20
5.1.4 Ajuste na composição da infraestrutura de transporte pós-2006.....	20
5.1.5 Ajuste na curva de investimentos do GASCAR durante a construção.....	21
5.2 Estimativa de Receita: Aplicação do RCM ao Malhas SE	24
5.3 Estimativa de Opex (O&M e G&A): Aplicação do RCM ao Malhas SE	26
5.4 Estimativa de WACC: Aplicação do RCM	29
6. Conclusão	33
7. Anexos	38

1. Introdução

A Nota Técnica ANP nº 14/2026 (“NT 14/2026”) apresenta argumentação para aplicação do método *Recovered Capital Method* (RCM) no contexto de transição institucional, nos quais ativos originalmente desenvolvidos sob regime verticalizado e monopolista passam a operar em ambiente regulado de acesso aberto. A NT 14/2026 indica que, nessas circunstâncias, a ausência de uma base regulatória histórica formalmente estabelecida impõe ao regulador a necessidade de definir metodologias capazes de estimar, de forma técnica e economicamente consistente, o valor residual dos ativos que ingressam no novo ciclo regulatório. E, para viabilizar a aplicação do método RCM ao contexto brasileiro, a NT 14/2026 realizou a estimação de variáveis necessárias ao cálculo do RCM.

A ANP fundamenta sua preocupação regulatória na necessidade de evitar a dupla recuperação de capital. A **experiência internacional evidencia** que as decisões relativas à valoração da BRA são, em geral, pautadas pela busca de **equilíbrio entre múltiplos objetivos regulatórios**, incluindo a proteção dos usuários, a modicidade tarifária, a equidade entre usuários e investidores, a financiabilidade do setor, os incentivos à realização de investimentos e a preservação da estabilidade regulatória. Logo, a avaliação da ANP deve ser conduzida no contexto de metodologias reconhecidas de valoração de ativos, com base em evidências robustas e verificáveis.

Nesse contexto, cabe destacar que o ***Recovered Capital Method* (RCM) não é uma metodologia de valoração de Base Regulatória de Ativos (BRA) e nunca sequer utilizada nos contextos brasileiro e internacional para valoração regulatória de ativos, tendo sido aplicada uma única vez na Austrália fora do contexto de ativos regulados. O RCM pode ser caracterizado como um cálculo retrospectivo de recuperação de capital, e não como uma metodologia reconhecida de avaliação da BRA.** Trata-se de metodologia explicitamente retrospectiva, que reconstrói o valor dos ativos com base em estimativas do retorno que deveria ter sido obtido no passado, exigindo que o regulador estime, *ex post*, taxas de retorno ao longo de períodos históricos extensos, o que compromete a transparência e a previsibilidade, que são elementos essenciais de um regime regulatório sólido, se traduzindo como um desincentivo à realização de investimentos.

Ou seja, trata-se de reavaliar o passado para regular o futuro, com riscos claros para a estabilidade regulatória, a segurança jurídico-regulatória, a confiança e a atratividade de investimentos. Cria-se, portanto, o risco de revisão de retornos passados, o que pode ser tratado como uma forma de “expropriação regulatória”, conforme apontado no artigo do Professor Flavio Menezes¹. Nesse mesmo artigo, o autor esclarece que o uso limitado do RCM na Austrália ocorreu uma única vez, em contextos de arbitragem e que não há precedentes de sua utilização na definição de tarifas reguladas em setores como gás, eletricidade ou água, e destaca ainda que *“transpor uma metodologia concebida para auxiliar na resolução de disputas entre partes privadas para um regime tarifário permanente de ativos regulados é um erro conceitual grave”*.

Uma eventual aplicação do RCM, ao implicar a reavaliação de ativos, receitas e critérios de remuneração vinculados a contratos já celebrados, configura intervenção de caráter retroativo sobre relações jurídicas plenamente constituídas e consolidadas no âmbito de atos jurídicos perfeitos. Isso se verifica na medida em que a nova metodologia extrapola a disciplina de relações futuras, ao pretender modificar a lógica econômico-financeira subjacente a instrumentos firmados sob distinto ambiente regulatório, com impacto direto sobre seus efeitos financeiros e sobre o equilíbrio econômico originalmente pactuado.

A adoção do RCM impacta não apenas a neutralidade regulatória, mas a própria segurança jurídica dos investimentos em infraestrutura no Brasil, fundamental para viabilizar os vultosos investimentos previstos no Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano e no Plano de Aceleração do Crescimento. É fato que as transportadoras tomaram suas decisões de investimento sob determinado regime jurídico, no qual a valoração da BRA era orientada por metodologias consagradas (CHCI e CRN) e consistentemente aplicadas pela ANP em todos os precedentes de revisão tarifária. Eventual ruptura com esse histórico decisório consolidado gera grave violação à previsibilidade e à segurança jurídica.

Tal violação é ainda mais evidente diante da alteração abrupta no posicionamento da ANP, uma vez que a NT 14/2026 contraria a Nota Técnica nº 7/2026, que reconhecia que não estão presentes as condições mínimas para aplicação prudente do RCM - *“o conjunto de informações*

¹ Artigo “Pressão sobre ANP pode gerar decisão sem precedentes e expropriação regulatória no transporte de gás, com impacto em investimentos”, publicado no dia 28/05/2026 em “O Globo”. Flavio Menezes é professor de Economia e diretor do *Australian Centre for Business and Economics* na Universidade de Queensland, membro do Tribunal Australiano de Concorrência, do Comitê de Gestão de Demanda do Aeroporto de Sydney e do *Pricing Arrangement Reference Group* da NDIA.

disponibilizado não se mostrou suficiente para viabilizar a aplicação do Método do Capital Recuperado (RCM) de forma tecnicamente consistente e prudente". Situação essa que não foi alterada após a apresentação de novos documentos incompletos e imprecisos, produzidos unilateralmente pela Transpetro e Petrobras, extraídas do seu sistema corporativo (SAP) e desacompanhadas de lastro documental rastreável e auditável, reconhecidamente, após o término do prazo de envio das contribuições da Consulta Pública ANP nº 03/2026.

As metodologias CHCI e CRN, por sua transparência, auditabilidade e rastreabilidade, são mais adequadas para valoração da BRA, assegurando consistência metodológica, estabilidade regulatória e segurança jurídica, além de se configurarem como metodologias amplamente adotadas por reguladores nacionais e internacionais.

Portanto, o RCM é método inédito na regulação brasileira que:

- (i) nunca foi sugerido ou debatido ao longo dos processos de revisão normativa da RANP 15/2014 ou Revisão Tarifária;
- (ii) foi inserido na Resolução ANP 991/2026 sem qualquer debate prévio, Análise de Impacto Regulatório ou consulta pública específica;
- (iii) não é consistente com a regulação histórica da ANP, diferindo inclusive da metodologia aplicada pela Agência em revisões realizadas no passado em relação à BRA de outras transportadoras (TBG e TSB, no período entre 2020 e 2023), em situações análogas;
- (iv) se aplicado, violaria a isonomia ao aplicar metodologia distinta apenas à NTS e à TAG, transportadoras desverticalizadas;
- (v) não é amplamente reconhecido nem adotado pelo mercado, conforme exigido pela própria Resolução ANP 991/2026;
- (vi) não há referências de sua adoção em contextos de transição regulatória por reguladores nacionais e internacionais, tampouco para valoração de base regulatória de ativos;
- (vii) está baseado em precedente isolado de arbitragem comercial na Austrália, aplicado em ativo não regulado, sem qualquer similaridade com a aplicação que a ANP pretende adotar;

- (viii) se aplicado, conforme NT 14/2026, desconsideraria ativos já auditados e aprovados pela ANP no âmbito dos Termos de Compromisso celebrados para fins da transferência das autorizações de operação para a NTS; e
- (ix) pressupõe base informacional completa, auditável e metodologicamente robusta que, conforme reconhecido pela própria área técnica da ANP em sua Nota Técnica nº 7/2026, não estava disponível, sendo certo que também não se tornou disponível após as contribuições recebidas no âmbito da consulta pública nº 03/2026.

A aplicação do RCM, conforme apontado na NT 14/2026, padece de vícios jurídicos e técnicos insuperáveis, que **comprometem a estabilidade regulatória e a segurança jurídica** necessárias ao setor de transporte de gás natural, que demanda altos investimentos e longo prazo de maturação. Sua aplicação baseada em **premissas arbitrárias** tende a gerar **resultados totalmente antagônicos**, reafirmando a **hipersensibilidade do método às premissas adotadas**.

Os pareceres e as análises elaborados por renomadas consultorias nacionais e internacionais, que acompanham esta contribuição, convergem no entendimento de que **o modelo de cálculo RCM, não constitui uma metodologia reconhecida para a valoração de BRA**. Embora a utilização de dados mais abrangentes possa reduzir as incertezas inerentes a um cálculo retrospectivo de recuperação de capital, o que claramente não corresponde à realidade no caso do exercício realizado pela ANP para a NTS, ela não seria suficiente para conferir ao RCM o status de metodologia reconhecida para a avaliação da BRA.

O RCM não representa um simples ajuste incremental ou um refinamento metodológico de práticas historicamente adotadas pela ANP, mas sim uma **verdadeira ruptura** com os modelos de valoração da BRA anteriormente utilizados. Trata-se de uma **abordagem totalmente alheia às normas precedentes e ao sistema brasileiro e internacional de avaliação de bases regulatórias de ativos**.

2. Metodologia RCM

A NT 14/2026 defende, com base em argumentos e interpretações equivocados, que o Método do Capital Recuperado (RCM) constitui abordagem tecnicamente consistente, economicamente

fundamentada e regulatoriamente adequada para a definição da BRA da Malha Sudeste da NTS no novo ciclo regulatório do transporte de gás natural.

A NT 14/2026 se baseia numa interpretação enviesada da Regra 113Z(5)(b)(i) das *National Gas Rules* (Austrália, 2026), uma vez que tal regra não estabelece o RCM como método de valoração de base regulatória de ativos. A regra citada está inserida em um regime aplicável a “*non-scheme pipelines*” no qual não há regulação tarifária nem definição regulatória estruturada de base de ativos. A regra não estabelece uma metodologia prescritiva de valoração, mas apenas parâmetros orientadores para o árbitro, com o objetivo de alcançar resultados compatíveis com um mercado competitivo.

Conforme indicado nos pareceres da consultoria australiana Synergies ([Anexos 2 e 3](#)), a discussão da ANP sobre o uso do RCM na Austrália e sua relação com a definição dos valores iniciais de BRA parecem estar baseadas nas seguintes visões que **são factualmente incorretas**:

- que o Regulador de Energia Australiano (AER) desenvolveu o RCM;
- que os valores iniciais de BRA para gasodutos regulados por preço foram definidos pelo AER com base no RCM; e que
- o RCM foi desenvolvido pela AER para lidar com a transição da regulação sem tarifas de gasodutos específicos para a regulação de tarifas de tais gasodutos.

O referido parecer esclarece ainda que, desde sua implementação na Austrália, em 2017, o método RCM tem sido utilizado exclusivamente no contexto de disputas de acesso envolvendo gasodutos classificados como *non-scheme pipelines*. Tal aplicação **não ocorreu** em um contexto de transição regulatória. Ao contrário, o RCM integra um arcabouço regulatório que estabelece uma distinção clara entre: (i) os gasodutos de transporte sujeitos à regulação tarifária (*scheme pipelines*), para os quais o RCM não desempenha qualquer papel na definição da base de ativos ou das tarifas; e (ii) os gasodutos classificados como *non-scheme pipelines*, submetidos a um modelo regulatório baseado em negociação e arbitragem (*negotiate-arbitrate*), no qual o RCM pode ser considerado no âmbito de uma disputa de acesso, desde que seja previamente atendido o teste de concorrência efetiva.

É relevante observar que, no arcabouço regulatório australiano, o RCM não é utilizado como base para regulação tarifária nem como ponto de partida para definição de tarifas reguladas. Ou seja,

na Austrália o RCM é ferramenta de *disclosure* informacional em negociações bilaterais e arbitragens comerciais, não instrumento de *price control*.

Sua utilização para determinar a BRA que servirá de base para o cálculo da Receita Máxima Permitida e das tarifas reguladas, não é observada em qualquer jurisdição do mundo. Essa constatação é apontada no relatório da consultoria ECA ([Anexo 5](#)), que segue em anexo a esta contribuição, bem como já foi apontada por consultorias como FGV CERI, SiglaSul e Synergies no contexto da Consulta Pública ANP nº 03/2026. Em seus pareceres, tais consultorias destacam a ampla adoção das consagradas metodologias de valoração de BRA, CHCI e CRN.

As abordagens como CHCI e CRN são as efetivamente empregadas também pela AER no contexto de gasodutos regulados (*scheme pipelines*). A tentativa de utilização da Regra 113Z como base para justificar a aplicação do RCM no contexto regulado é totalmente equivocada, conforme apontado pelos relatórios da consultoria australiana Synergies, e extrapola o alcance e a finalidade da norma.

Adicionalmente, uma eventual aplicação do RCM, como simples cálculo retrospectivo de recuperação de capital, envolveria elevada subjetividade, dada a falta de informações históricas completas, precisas, rastreáveis e auditáveis, o que se traduz na elevada sensibilidade dos resultados às hipóteses e premissas adotadas, contrapondo as boas práticas regulatórias que demandam um arcabouço metodológico robusto para a valoração da BRA.

Em artigo intitulado "*Porque o RCM não deve prevalecer na revisão tarifária do gás*", o Professor Edmar Almeida destaca que a **aplicação do RCM para a valoração da base regulatória de ativos** requer a reconstrução retrospectiva de diversos parâmetros econômicos e financeiros, **sendo os resultados altamente sensíveis às hipóteses adotadas**.

No caso brasileiro, essa dificuldade é ainda mais relevante porque, durante grande parte do período de operação dos gasodutos, o setor funcionou sob um modelo verticalizado. A contabilidade dos gasodutos de transporte era realizada de forma conjunta com ativos não diretamente associados à atividade de transporte, tornando-se complexa a separação dos custos específicos da infraestrutura. Ademais, em decorrência da organização societária via Consórcio Malhas para o exercício da atividade de transporte, os custos também não eram diretamente alocados em cada transportadora, o que só veio a acontecer após a reorganização societária

decorrente do fim do referido consórcio em 2016, para fins da alienação da participação da Petrobras detida na NTS.

A **utilização de parâmetros estimados, incompletos e com critérios subjetivos de alocação caracteriza uma valoração precária**, contraria o que preconiza o método RCM e a própria ANP, em suas Notas Técnicas nº 2/2026 e nº 7/2026, que indicam a necessidade de cálculo tecnicamente consistente, prudente e com grau de rastreabilidade e granularidade para utilização do método:

Nota Técnica Nº 7/2026: "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".

Nota Técnica Nº 2/2026: "Independentemente da metodologia adotada para a valoração da BRA, sua aplicação deve observar princípios técnicos estruturantes que assegurem consistência econômica, equilíbrio intertemporal e aderência ao marco regulatório do transporte de gás natural".

O RCM é profundamente sensível às premissas e critérios utilizados. Portanto, a sua utilização fundamentada em diversas premissas deixa de representar uma medida fiel da recuperação histórica e transforma-se, na prática, em uma reconstrução teórica, ou seja, uma narrativa hipotética do que a recuperação poderia ter sido. O modelo impõe uma estrutura regulatória de blocos de construção em contratos que não identificaram separadamente retorno sobre capital, retorno de capital, *OPEX* e imposto.

Conforme indicado no relatório da ECA ([Anexo 5](#)), caso a ANP adote uma metodologia instável, insuficientemente respaldada por evidências ou dependente de premissas retrospectivas discricionárias, os efeitos adversos transcendem o resultado da valoração em si, reduzindo a confiança no novo regime de *building blocks*, aumentando a percepção de risco regulatório e potencialmente elevando o custo de financiamento de futuros investimentos em infraestrutura de transporte de gás.

Adicionalmente, não procede o argumento de que o RCM seria o método adequado para evitar dupla remuneração. A experiência regulatória internacional demonstra que potenciais questões de dupla recuperação de capital são normalmente tratadas dentro de estruturas consolidadas e amplamente reconhecidas de avaliação de ativos. Nesses casos, eventuais ajustes são realizados com base em evidências específicas e verificáveis, sem que exercícios retrospectivos de recuperação de capital sejam utilizados como critério determinante para a definição da BRA inicial.

A definição da Base Regulatória de Ativos (BRA), consiste em propósito regulatório mais amplo com objetivos claros como, razoabilidade tarifária, eficiência econômica, transparência, estabilidade regulatória e a oportunidade razoável para os transportadores recuperarem custos eficientes e obterem o retorno permitido.

As metodologias do CHCI e CRN se apresentam como metodologias que atendem aos amplos propósitos regulatórios e por isso são reconhecidas e adotadas como metodologias de valoração de BRA no Brasil e no mundo.

Conforme reconhecido pela própria ANP na Nota Técnica Nº 7/2026, as metodologias CHCI e CRN possuem características que asseguram a integridade da valoração da BRA, tais como a rastreabilidade dos valores, fundada em avaliações técnicas individualizadas de ativos fisicamente identificáveis; e a verificabilidade mediante inspeções in loco, documentação técnica, autorizações de operação e registros operacionais.

E ainda, conforme apontado pela ANP em sua Nota Técnica Nº 2/2026, **a transparência metodológica e a auditabilidade são condições indispensáveis à legitimidade do processo regulatório.** A Agência estabelece que **a metodologia adotada deve permitir rastreabilidade entre valores contábeis e regulatórios, clareza quanto às hipóteses utilizadas e possibilidade de reconciliação com demonstrações financeiras e relatórios regulatórios.**

"58. Por fim, a transparência metodológica e a auditabilidade são condições indispensáveis à legitimidade do processo regulatório. A metodologia adotada deve permitir rastreabilidade entre valores contábeis e valores regulatórios, clareza quanto às hipóteses utilizadas e possibilidade de reconciliação com demonstrações financeiras e relatórios regulatórios. Em um setor no qual a remuneração do capital representa parcela significativa

da receita permitida, a robustez metodológica é elemento central de estabilidade regulatória e credibilidade institucional.”

Tais condições são ainda mais relevantes em um setor intensivo em capital, no qual a remuneração representa parcela significativa da receita permitida. **A robustez metodológica constitui elemento central da estabilidade e previsibilidade regulatórias, da credibilidade institucional**, da segurança jurídica e da proteção da confiança legítima, de modo a sustentar a expansão da infraestrutura necessária ao desenvolvimento do mercado de gás natural no país, afastando o risco de adoção de soluções não convencionais, orientadas à obtenção, a qualquer custo, de resultados previamente definidos, fragilizando a coerência do procedimento regulatório.

Conforme destacado na Nota Técnica do Prof. Rafael Chaves Santos (FGV/EPGE) apresentada pela NTS (SEI **6005705**), a adoção do RCM como um método de revisão de base regulatória de ativos, aplicado sobre uma base relevante de investimentos históricos realizados sob arcabouço regulatório diferente, revela-se inadequada e sem precedente na prática nacional e internacional.

O RCM constitui abordagem totalmente alheia às normas precedentes e à própria regulação brasileira de avaliação de bases regulatórias de ativos, representando uma verdadeira ruptura com os modelos de valoração da BRA anteriormente utilizados pela ANP.

Conforme destacado no relatório da consultoria ECA ([Anexo 5](#)), quanto mais o método depende de entradas reconstruídas ou assumidas, maior o risco de o cálculo produzir um número aparentemente preciso que, em substância, é um artefato das suposições da modelagem. Uma preocupação semelhante aparece no raciocínio anterior da própria ANP no processo TBG/GASBOL.² Naquele precedente, a ANP rejeitou abordagens baseadas em receita para avaliação de ativos, alegando que, quando receitas e tarifas são determinadas pelo regulador, usar receitas para determinar o valor do ativo pode se tornar circular. Esse raciocínio não era direcionado especificamente ao RCM. No entanto, é relevante por analogia porque o RCM também utiliza receitas como parte do processo para inferir o valor residual dos ativos de transporte regulados. **A ANP deve, portanto, explicar por que as circunstâncias que a levaram a manter uma abordagem baseada em custos na revisão da TBG, agora justificam**

² Nota Técnica ANP nº 1/2020/SIM-CRJ/SIM/ANP-RJ, especialmente o parágrafo 4.36.

confiar em um cálculo retroativo de RCM para apoiar um tratamento de BRA zero para NTS.

O relatório da consultoria ECA, aponta ainda que a ANP precisaria estabelecer que o tratamento inicial da BRA resultante de seu cálculo é consistente com o **propósito regulatório mais amplo** do novo regime. Evitar a dupla recuperação é um objetivo legítimo, mas não é o único objetivo relevante. **Um cálculo retrospectivo que parece proteger os usuários de uma possível dupla recuperação ainda pode minar a razoabilidade tarifária ao longo do tempo, os incentivos de investimento, a previsibilidade regulatória e a financiabilidade, produzindo uma redução significativa de ativos com base em suposições incertas ou pouco fundamentadas. Também pode distorcer os incentivos de gestão de ativos se os ativos existentes que permanecem necessários para o serviço regulado não receberem valor de BRA inicial, enquanto futuros ativos de reposição podem ser admitidos na BRA. Portanto, a ANP deveria considerar se o tratamento proposto apoia decisões eficientes de manutenção, reforma e extensão de vida, ou pode criar um viés para a substituição prematura dos ativos.**

O cálculo do RCM realizado pela ANP não deve ser tratado como um método alternativo, complementar ou determinativo para avaliação da BRA.

3. A estrutura regulatória e os contratos legados

A NT 14/2026 alega que os contratos legados não foram submetidos ao escrutínio da ANP, permanecendo alheia aos seus termos econômicos, às memórias de cálculo e aos documentos que lhes dão suporte.

No entanto, o Contrato Malha SE não foi um contrato assinado à margem da ANP, tendo sido intensamente supervisionado pela agência durante toda a sua vigência. Conforme documentado na Nota Técnica nº 002/03/SCG, **a ANP participou ativamente da estruturação do Projeto Malhas** a partir de 2002, realizando diversas reuniões com Petrobras e BNDES e impondo exigências regulatórias específicas para a autorização do projeto, inclusive em relação às condições econômico-financeiras do projeto. Esse padrão de envolvimento regulatório também se observa em relação aos demais contratos legados: conforme Relatório elaborado conjuntamente por representantes da ANP e da TAG em fevereiro de 2009, as premissas para os cálculos tarifários

do CPAC TAG/TNS foram consensuadas em reuniões formais, incluindo a adoção de metodologia CAPM Adaptado, taxa de retorno, prazo de depreciação e prazo contratual. Em outras palavras, **a ANP não apenas conhecia as tarifas praticadas, mas participou diretamente da definição das premissas econômicas que as fundamentavam.**

O próprio arcabouço normativo da época demonstra que contratos, tarifas e alterações contratuais deveriam ser comunicados à Agência, permitindo-lhe exercer suas funções de fiscalização, monitoramento da compatibilidade com o mercado e promoção do acesso não discriminatório.

O envolvimento direto da ANP com o Contrato Legado Malha SE ao longo de mais de 20 anos, incluiu não somente a referida estruturação do Projeto Malhas (2002), como a celebração de dois Termos de Compromisso sobre tais ativos (2003 e 2016), sendo que o último contém, em seu Anexo IV, a relação de ativos com respectivas vidas úteis e valores com o objetivo declarado de viabilizar o correto acompanhamento dos bens destinados à atividade de transporte de gás natural e considerados vinculados à autorização, conforme mencionado expressamente na revogada Resolução ANP nº 15/2014 e no item 4 do Ofício nº 707/2021/SCM, datado de 6 de outubro de 2017, culminando na outorga das Autorizações de Operação desses ativos, anexando expressamente tais informações de natureza contábil referentes às vidas úteis e valores dos ativos associados.

Os Contratos Legados foram protegidos pelas sucessivas leis do setor, o art. 31 da Lei nº 11.909/2009 preservou as tarifas e critérios de revisão existentes; e o art. 44 da Lei nº 14.134/2021 preservou os direitos decorrentes dos contratos vigentes, o que jamais significou exclusão da ANP do acompanhamento desses instrumentos. A inserção ilegal do RCM na regulação em 2026 e sua eventual aplicação a um processo de revisão tarifária contraria a história da legislação setorial que sistematicamente preservou os Contratos Legados e a estabilidade das receitas das transportadoras.

4. Incoerência Metodológica

A NT 14/2026 apresenta incoerência metodológica fundamental. Ao alegar, na Nota Técnica nº 7/2026, que inexistiam condições mínimas para aplicação do CHCI em razão da insuficiência e inconsistência das informações históricas disponíveis, a ANP reconheceu, implicitamente, a

inviabilidade de aplicação do próprio RCM, metodologia que depende justamente da reconstrução confiável dos custos históricos e de sua recuperação ao longo do tempo.

As fragilidades identificadas pela ANP, inconsistência entre registros auditados, ausência de contabilidade segregada, necessidade de alocações retrospectivas e limitações dos registros históricos, **comprometem não apenas a aplicação do CHCI, mas também a própria lógica do RCM, cuja implementação exige elevado grau de rastreabilidade e granularidade** das informações contábeis e financeiras.

Mesmo diante de tal limitação, a NT 14/2026 preservou a aplicação do RCM mediante a adoção de uma solução híbrida que combina CRN e CHCI para estimar a base de ativos considerada no cálculo do RCM. Tal abordagem introduz duas incoerências metodológicas relevantes: a) utilização do CRN para representar custos históricos efetivamente incorridos; e b) aplicação simultânea de metodologias distintas de valoração para ativos sujeitos ao mesmo exercício de recuperação de capital.

4.1 Utilização de metodologia conceitualmente inadequada para a valoração do custo de construção incorrido

O método RCM pressupõe a apuração dos custos de construção efetivamente incorridos na implantação dos ativos, de modo que a inexistência dessas informações constitui uma lacuna informacional relevante e compromete sua adequada aplicação. Ainda assim, a ANP optou por manter o emprego da metodologia, recorrendo ao CRN como estimativa para os ativos da Malha Sudeste que entraram em operação nas décadas de 1980 e 1990.

Embora o CRN seja amplamente reconhecido e utilizado para fins de valoração BRA, sua utilização no contexto do RCM revela uma incompatibilidade conceitual. Isso porque o CRN busca estimar o valor atual dos ativos com base em parâmetros de eficiência e referências de mercado, ao passo que o RCM se apoia na identificação e mensuração dos investimentos historicamente realizados, os quais devem estar devidamente comprovados por registros contábeis e documentação auditável.

Nesse sentido, **a adoção do CRN como base para o cálculo do RCM contraria os pressupostos essenciais desta última metodologia**, configurando um desvirtuamento conceitual que fragiliza a consistência técnica e a credibilidade dos resultados produzidos.

4.2 Aplicação simultânea de duas metodologias de valoração para os ativos anteriores à desverticalização

A NT 14/2026 apresenta uma incoerência metodológica na valoração dos ativos legados do contrato Malha Sudeste ao aplicar o método CRN aos gasodutos que entraram em operação antes de 2006 e o método CHCI aos gasodutos posteriores a esta data.

Esta abordagem, conforme descrito no relatório produzido pelo Professor Flavio de Menezes ([Anexo 3](#)), se contrapõe às preocupações externadas pelo *Gas Regulatory Monitoring Group (GRMG)* da Austrália, que reforça que qualquer avaliação acerca da recuperação histórica de capital **deve partir necessariamente do custo efetivamente incorrido na construção do ativo e considerar, ao longo do tempo, tanto os investimentos adicionais realizados quanto o capital recuperado por meio das tarifas**. Nessa lógica, **há inconsistência metodológica na adoção de abordagens híbridas que mesclam custos históricos observados com estimativas hipotéticas de custo de reposição (como o CRN), uma vez que tais métodos combinam bases conceituais distintas e comprometem a rastreabilidade da efetiva recuperação do capital investido**.

Destaque-se ainda que, mesmo que a ANP não tivesse alegado a existência de vício para uso do CHCI na Nota Técnica nº 07/2026, sua utilização no RCM seria equivocada. Isso porque o CHCI reflete o valor após a entrada em operação dos ativos e não conforme a curva dos desembolsos, como preconiza o RCM. Dessa forma, um exercício baseado no CHCI deixaria de remunerar os ativos durante a fase de construção, em desacordo com o princípio metodológico fundamental do RCM.

Portanto, **caberia a ANP manter a conclusão contida na Nota Técnica 7/2026 de que o conjunto de informações disponibilizadas não seria suficiente para viabilizar a aplicação do RCM de forma tecnicamente consistente e prudente**, posto que não seria possível “assegurar, com grau de rastreabilidade e granularidade exigido pelo método, a reconciliação integral dos investimentos realizados conforme desembolsos ao longo de todo o

período contratual, elementos indispensáveis à apuração residual do capital ainda não recuperado”.

5. Ajustes Necessários na Valoração do RCM calculado pela ANP

As análises apresentadas ao longo desta seção não têm por objetivo validar a viabilidade metodológica do *Recovered Capital Method* (RCM) por meio da adoção de premissas alternativas ou do refinamento dos parâmetros utilizados pela ANP. Ao contrário, seu propósito é evidenciar que a aplicação prática da metodologia se encontra sujeita a fragilidades conceituais, omissões relevantes e elevado grau de discricionariedade, de modo que pequenas alterações em premissas, bases de dados ou escolhas metodológicas conduzem a resultados substancialmente distintos daqueles apurados pela Agência. Nesse sentido, os exercícios desenvolvidos pela EY, GO Associados e REG.E demonstram que a valoração obtida por meio do RCM é altamente sensível às hipóteses adotadas e carece da robustez necessária para servir de fundamento à definição da Base Regulatória de Ativos (“BRA”). Assim, as inconsistências identificadas nesta seção não devem ser interpretadas como ajustes destinados a aperfeiçoar ou confirmar os resultados produzidos pelo RCM, mas sim como evidências adicionais de que a metodologia, por sua própria natureza, é incapaz de produzir uma estimativa objetiva, estável e economicamente consistente da BRA. Pelo contrário, se as fragilidades, omissões e inconsistências aqui apontadas tivessem sido adequadamente consideradas pela ANP, os resultados obtidos seriam materialmente distintos daqueles constantes da Consulta Pública nº 11/2026, reforçando a conclusão de que o RCM não constitui uma base metodológica adequada para a determinação do valor regulatório dos ativos da concessão.

5.1 Estimativa do CAPEX: Aplicação do RCM ao Malhas SE

5.1.1 Ajuste dos custos de referência internacionais às condições locais

Partindo para a análise do CRN calculado na NT 14/2026, observa-se que esta extrapola custos unitários observados em projetos de gasodutos de transmissão norte-americanos para estimar os custos de construção dos gasodutos do Contrato Legado Malhas SE, implantados antes de 2006.

Comparações internacionais somente são metodologicamente válidas quando realizadas de forma paramétrica, controlada e devidamente ajustada às condições locais. Sua utilização como substituto de referências nacionais não supre a ausência de evidência empírica doméstica.

Portanto, essa extrapolação dos dados americanos, não reproduz a estrutura de custos efetivos em projetos executados no Brasil, apontada nos pareceres das consultorias Synergies, ECA, EY, REGe e GO em razão de:

- (a) diferenças institucionais e regulatórias, bem como de componentes de custo relevantes no contexto brasileiro, tais como: alfândega, custos logísticos, legislação trabalhista e encargos tributários;
- (b) condições geotécnicas, ambientais e de licenciamento, que são substancialmente distintos;
- (c) complexidade urbana, características específicas de traçado, fragmentação fundiária e os processos de negociação de servidões.

A nota técnica da ANP não demonstra que tais diferenças tenham sido ajustadas ou devidamente internalizadas no processo de construção dos parâmetros, o que compromete a comparabilidade da amostra.

Ressalta-se, ainda, que a estimativa do CRN requer o atendimento a atributos essenciais de robustez metodológica, tais como:

- (a) rastreabilidade dos valores, baseada em avaliações técnicas individualizadas de ativos fisicamente identificáveis;
- (b) verificabilidade, mediante inspeções in loco, documentação técnica e registros operacionais.

A ausência desses elementos reforça as limitações do procedimento adotado e fragiliza a confiabilidade dos resultados apresentados como proxy do valor de reposição da base regulada.

Em seu relatório, a GO Associados observa que a estimativa do Custo de Reposição Novo ('CRN') adotada pela ANP se apoia em parâmetros unitários de construção de gasodutos extraídos do contexto norte-americano sem que tenham sido realizados ajustes suficientes para refletir as condições efetivas de implantação de infraestrutura no Brasil. Segundo o relatório, além de

desconsiderar determinadas instalações acessórias relevantes para a operação dos sistemas de transporte, os valores unitários empregados pela Agência — entre US\$ 22,08 e US\$ 54,39/m^{pol}, a preços de 2005 — não incorporam os impactos associados ao denominado 'Custo Brasil', amplamente documentado por estudos econômicos e setoriais. A consultoria destaca que estimativas produzidas pelo Movimento Brasil Competitivo (MBC), em parceria com o MDIC e com apoio técnico da FGV, apontam custos adicionais equivalentes a aproximadamente 19,5% do PIB brasileiro, enquanto estudo da FIESP identificou um acréscimo médio de 25,4% nos custos da produção industrial nacional em razão das ineficiências estruturais do ambiente econômico brasileiro. O relatório ainda cita artigo publicado no Canal Energia, em agosto de 2020, indicando que o custo total para construção de gasodutos no Brasil, já considerando todas as etapas e infraestruturas, poderia variar entre US\$ 50 – 150/m*pol, (US\$ 37 – 113/m*pol a preços de 2005), valores substancialmente maiores (68% e 109%) aos adotados pela ANP com base em benchmark internacional.

Já em seu relatório, a EY observa que a metodologia adotada pela ANP não incorpora ajustes para refletir os custos de nacionalização e as condições efetivas de implantação da infraestrutura no Brasil, apesar de tais componentes constituírem parcela relevante dos dispêndios necessários à construção de gasodutos. Segundo a consultoria, a literatura de engenharia de custos admite a aplicação de fatores de localização para adaptação de referências internacionais às condições específicas de cada jurisdição, os quais podem representar acréscimos típicos entre **20% e 40%** para refletir custos locais de implantação.

Para estimar custo de reposição a novo alternativo para os ativos anteriores a 2006, a EY adotou as seguintes referências nacionais de custo:

- estudo técnico da ANP sobre custos de implantação de gasodutos (NT nº 015/2019-SIM), ajustado para a data-base dezembro de 2005;
- documentos disponíveis publicamente no site da ANP, relativos a processos recentes de construção de pontos de entrega, como autorizações de construção, orçamentos e demais anexos;
- bases públicas de custos de construção, como TCPO e SINAPI; e
- banco de dados técnico com orçamentos de fornecedores do setor.

Enquanto o CRN dos gasodutos calculado pela ANP com base na amostra internacional resultou em custo unitário médio de R\$ 104,74/m.pol, as referências nacionais consideradas pela EY indicaram um custo unitário de, aproximadamente, R\$ 150/m.pol (moeda dezembro de 2005) e que, se utilizados para valoração dos dutos, **teriam resultado em um CRN de R\$ 2.812 milhões em contraposição aos R\$ 1.944 milhões apurados pela ANP, representando uma diferença bruta de R\$ 868 milhões ou 45%.** Destaca-se que em seu relatório, a GO Associados chega a conclusões semelhantes, apresentando diferença de magnitude equivalente também tomando por base valoração a novo com realizada com base nos parâmetros da NT 15/2019-SIM, ajustados para moeda de dezembro de 2005.

Dessa forma, a utilização de referências internacionais sem os ajustes necessários para refletir as particularidades econômicas, tributárias, logísticas e regulatórias do Brasil tende a subavaliar o custo de reposição da infraestrutura e comprometer a representatividade econômica da Base Regulatória de Ativos decorrente do exercício.

Adicionalmente, verificou-se que o gasoduto ESVOL–TEVOL, com diâmetro de 14 polegadas e extensão de 5,5 km, não foi objeto de avaliação pela ANP. A ausência desses ativos na análise evidencia que o cálculo apresentado é parcial e incompleto, na medida em que abrange apenas uma fração da infraestrutura efetivamente existente e necessária à operação da malha de transporte. Tal limitação compromete a representatividade e a robustez do resultado obtido. Para que o cálculo do RCM seja idôneo, é necessário um alinhamento entre as receitas incluídas no cálculo e os ativos cuja recuperação de capital está sendo testado.

5.1.2 Ajuste na composição da infraestrutura de transporte existente pré-2006

A análise independente realizada pela EY também revelou que em seu exercício de CRN, a ANP desconsiderou diversas instalações assessorias aos dutos de transporte antigos e que já se encontravam em operação. Ao todo, a EY identificou 18 instalações existentes e que foram desconsideradas no cálculo produzido pela ANP, sendo a análise realizada com base na reconstrução da linha do tempo dos ativos, obtidas a partir de dados regulatórios, especialmente as datas de Autorização de Operação (AO) publicadas pela ANP. De acordo com a estimativa da EY estes ativos foram avaliados pelo CRN em **R\$ 105,8 milhões ou R\$ 78,3 milhões com base no Valor de Reposição Depreciado (VRD) e deveriam ter sido incorporados na valoração da ANP.**

5.1.3 Determinação do Valor de Reposição Depreciado (VRD)

A EY também analisou a premissa para determinação do Valor de Reposição Depreciado do estudo da ANP e manteve inalteradas as proxies de depreciação adotadas pela Agência, incluindo a utilização da metodologia Ross-Heidecke e da vida útil regulatória de 30 anos. Dessa forma, os valores de VRD estimados pela consultoria refletiram exclusivamente os efeitos decorrentes da revisão das premissas de cálculo do CRN, permitindo concluir que as diferenças observadas em relação aos resultados da Consulta Pública nº 11/2026 não decorrem de alterações nos parâmetros de depreciação, mas sim de fragilidades, inconsistências e omissões identificadas no cálculo do CRN da ANP para os ativos existentes pré-2006.

Portanto e, conforme indicado na tabela abaixo, a aplicação, de forma isolada, dos ajustes na valoração dos ativos pelo VRD, resultaria na adição de R\$ 633 milhões ao montante de CAPEX apurado pela ANP em 2006.

Tabela 1: Comparação CRN EY x CRN ANP

Gasoduto	VRD EY	VRD ANP	VRD ANP x EY	
	R\$'000	R\$'000	R\$'000	%
GASVOL	131.062	82.905	48.157	58%
GASPAL	588.375	355.069	233.306	66%
GASBEL	685.366	484.629	200.737	41%
GASAN	52.700	37.544	15.156	40%
GASDUC II	423.563	309.002	114.561	37%
RAMAL ESVOL-TEVOL	5.117	-	5.117	-
ANEL DE GÁS	15.771	-	15.771	-
Total – Em R\$'000	1.901.955	1.269.149	632.805	50%

5.1.4 Ajuste na composição da infraestrutura de transporte pós-2006

Na NT 14/2026 **o recorte metodológico realizado pela ANP mostra-se tecnicamente inadequado ao limitar a análise e não contemplar as demais instalações (e suas ampliações) que compõem a infraestrutura de transporte que são essenciais à sua operação**, apesar dos gasodutos representarem parcela relevante da base de ativos.

Os ativos que compõem a infraestrutura de transporte e que foram excluídos da avaliação não são periféricos, ao contrário, integram de forma indissociável a infraestrutura necessária à prestação do serviço e compõem a base de ativos regulados, nos termos da definição de gasoduto

de transporte disposta no art. 3º, XXVI da Lei 14.134/2021, tais como: pontos de entrega, pontos de recebimento, interconexões, estações de transferência de custódia e estações redutoras de pressão.

Como exemplo claro dessa dinâmica, cita-se o PE Pindamonhangaba II, que teve sua AO aprovada em 2013 e está associado ao gasoduto GASPAL. A desconsideração ou o tratamento inadequado desses investimentos incrementais realizados na vigência do contrato afeta diretamente a correta avaliação do *CAPEX* incorrido para desenvolvimento da infraestrutura e desincentiva a modernização da malha.

Em seu relatório, a EY concluiu que o exercício do RCM realizado pela ANP desconsiderou indevidamente R\$ 170 milhões em investimentos realizados entre 2006-2016, constantes da base do CHCI disponibilizada pela NTS, e relacionados com outras instalações de transporte de gás natural vinculadas aos gasodutos antigos (pré-2006).

De acordo com a EY, entre os ativos indevidamente desconsiderados, destacam-se intervenções e ampliações em sistemas como o GASBEL (incluindo pontos de entrega e adequações operacionais), GASPAL e GASVOL (envolvendo reforços de capacidade, interligações e expansões de infraestrutura), bem como investimentos em sistemas auxiliares e instalações associadas à operação da malha.

5.1.5 Ajuste na curva de investimentos do GASCAR durante a construção

Em seu relatório, a EY identificou inconsistência no RCM apurado pela ANP para os investimentos correspondentes ao GASCAR durante a fase de implantação do empreendimento encerrada em 2008 e, conseqüentemente não reconheceu a remuneração do projeto durante sua fase de construção. Aliás, o próprio uso da base contábil pela ANP para seu cálculo de RCM (fornecida pela NTS como suporte à valoração da BRA pelo CHCI), representa uma inconsistência relevante, visto que a base contábil reflete os investimentos em função das datas de imobilização (entrada em operação) e não conforme datas de desembolso, premissa principiológica fundamental do RCM.

Não obstante, o reconhecimento do investimento no momento do desembolso financeiro real e não na data de sua posterior capitalização contábil, é amplamente respaldada pelo regulador australiano Australian Energy Regulator (AER), que em sua

Nota Explicativa sobre Diretrizes de Divulgação de Informações de Gasodutos (AER *Explanatory Note*, Outubro de 2023) define expressamente na página 14 que o Método do Capital Recuperado (RCM) é estritamente uma abordagem baseada em fluxo de caixa ("*the recovered capital method is a cash-flow based approach*"). A aplicação dessa premissa ao Gascar demonstra que a identificação de aportes históricos pelo desembolso é robusta e elimina as distorções temporais e assimetrias contábeis inerentes ao regime de competência de capitalização tradicional para a construção deste ativo.

A própria ANP, em sua Nota Técnica nº 8/2026/SIM-CTR/SIM/ANP (SEI **5733157**), item 293, afirma que:

"(...) A capitalização pela WACC visa compensar o custo de oportunidade deste capital durante o período de não remuneração. Este argumento encontra paralelo na prática regulatória internacional: a AER australiana reconhece o conceito de carrying cost para investimentos realizados antes do início do período regulatório, permitindo a capitalização pelo WACC regulatório até a data de incorporação na base de ativos."

Sendo assim, como forma de aplicar uma remuneração justa sobre o capital aportado antes do início da operação dos ativos mencionados e compensação pelo custo de oportunidade durante o período sem retorno tarifário, faz-se necessário a aplicação do *WACC* regulatório desde o primeiro dispêndio realizado.

Desta forma, reconhecer os investimentos conforme seu cronograma de execução e aplicar a *WACC* como taxa de desconto constitui uma abordagem que preserva a separação entre decisões de investimento e de financiamento. Essa separação contribui para maior transparência e comparabilidade entre projetos, além de permitir uma análise mais clara da eficiência dos desembolsos ao longo do tempo. Como resultado, obtém-se uma representação mais fiel do valor econômico do projeto, alinhada aos princípios de neutralidade regulatória.

A análise conduzida pela EY concluiu que a metodologia aplicada pela Agência não registrou o investimento conforme a curva dos desembolsos realizados durante a implantação do GASCAR entre 2003 e 2008. Embora a ativação contábil do ativo tenha ocorrido entre 2007 e 2008, evidências obtidas a partir das Demonstrações Financeiras da NTS indicavam que o projeto já se encontrava em desenvolvimento desde 2003, com desembolsos relacionados a atividades

preparatórias essenciais, como licenciamento, engenharia e estudos técnicos, e com o início efetivo das obras em 2004. Com base na análise das Demonstrações Financeiras do período entre 2003-2007, complementada por documentação sobre a operação de Leasing realizada entre NTS e Petrobras no período entre 2008-2016 e documentos corporativos públicos extraídos dos sistemas de gestão da Petrobras, a EY obteve evidências para reconstruir de forma consistente a cronologia dos investimentos realizados durante a implantação do gasoduto. A conciliação dessas diferentes fontes permitiu a EY confirmar a materialidade dos desembolsos efetuados entre 2003 e 2008, evidenciando investimentos acumulados de aproximadamente R\$ 1,7 bilhão associados à construção do GASCAR e reforçando a necessidade de adequação para refletir a curva dos desembolsos durante a obra do empreendimento entre 2003-208, vide quadro resumo comparativo abaixo:

Tabela 2: Curva de evolução financeira GASCAR

Curva GASCAR	Curva EY R\$'000	Curva ANP R\$'000	% ANP x EY
2003	113.126	-	-
2004	269.740	-	-
2005	320.102	-	-
2006	498.747	37.635	1225%
2007	298.086	618.653	-52%
2008	203.761	1.047.275	-81%
Total	1.703.562	1.703.562	0%

Desta forma, reconhecer os investimentos conforme seu cronograma de execução e aplicar a *WACC* como taxa de desconto constitui uma abordagem que preserva a separação entre decisões de investimento e de financiamento. Essa separação contribui para maior transparência e comparabilidade entre projetos, além de permitir uma análise mais clara da eficiência dos desembolsos ao longo do tempo. Como resultado, obtém-se uma representação mais fiel do valor econômico do projeto, alinhada aos princípios de neutralidade regulatória.

Por todo o acima exposto, a metodologia adotada pela ANP apresenta fragilidades, que comprometem o exercício de valoração e reduzem significativamente a confiabilidade dos parâmetros utilizados para representar o custo de reposição da Malha Sudeste. Não representa,

portanto, referência robusta, completa e confiável para a valoração do custo de reposição dos ativos regulados ou mesmo para um exercício de um cálculo retrospectivo de recuperação de capital.

A aplicação, de forma isolada, do ajuste nas premissas de CAPEX acima indicadas e, conforme validação realizada de forma independente pela EY, impacta o cálculo do RCM em + R\$ 10,8 bilhões, ou seja, de - R\$83,5 milhões para +R\$ 10,7 bilhões.

5.2 Estimativa de Receita: Aplicação do RCM ao Malhas SE

A **NT 14/2026** aplica o método RCM a partir do **cálculo estimado de receitas**, sob a alegação de refletir o direito tarifário do transportador ao longo de todo o período, **o que representa total afronta aos pressupostos metodológicos do método**. A adoção da tarifa contratual pode incorporar à receita resíduos de outros componentes contratuais, mesclando-os indevidamente com a recuperação de capital.

O **RCM pressupõe a utilização de receitas historicamente realizadas**, devidamente **ancoradas em dados contábeis auditados e rastreáveis** que suportaram os custos operacionais, impostos e retorno sobre o capital modelados para a operação do ativo avaliado. A adoção de receitas estimadas descaracteriza a lógica fundamental do método, convertendo-o em instrumento híbrido de *valuation* prospectivo, modalidade não prevista nem amparada conceitualmente pela metodologia.

A própria NT 14/2026, ao apresentar a mecânica da fórmula RCM, indica claramente que a **receita é "dato fático extraído dos registros contábeis, não valor "permitido" ou "aprovado" previamente pelo regulador como ocorre na regulação ex-ante"**.

No entanto, é fato que **não existem informações fidedignas sobre as receitas efetivamente auferidas pela NTS por meio do Contrato Malhas SE**, o que pode ser observado a partir de diferentes informações de tarifas e capacidades que poderiam ser utilizadas para se estimar as receitas passadas.

A ANP em sua NT 14/2026, apresenta estimativas de reconstrução de dados históricos de receitas utilizando como base os dados contratuais para o período 2006-2025. No entanto, é possível observar que a estimativa apresentada na referida NT para o período 2006-2010, não guarda

coerência com o cálculo da receita realizada a partir dos dados históricos de evolução das tarifas e capacidades do Contrato Malhas SE do período de Jan/2006 a Dez/2010, que constam no site³ da ANP, utilizados em exposição à Diretoria da Agência em março de 2011.

Mesmo diante da impossibilidade de reconstruir, de forma auditável e rastreável, as receitas que suportaram os custos operacionais, os impostos e o retorno sobre o capital considerados na modelagem da operação do ativo avaliado, a NTS, em caráter colaborativo, realizou a análise dos dados disponíveis de forma a encontrar os dados que mais se aproximariam do exigido pelo RCM. A partir da análise das Demonstrações Financeiras da NTS de 2006 e 2007, em conjunto com a aplicação das tarifas vigentes entre 2006 e 2010 — divulgadas pela própria ANP em atendimento ao Decreto nº 7.382/2010 —, é possível comprovar de forma consistente a realidade das receitas efetivamente auferidas naquele intervalo. Portanto, as receitas calculadas pela ANP em sua NT 14/2026 para o período 2006-2010 e utilizadas no cálculo do RCM não refletem adequadamente o lastro documental e regulatório existente.

Fica evidente a existência de inconsistências e arbitrariedades que surgem ao tentar reconstruir dados históricos no contexto que vigorou no setor de transporte dutoviário de gás natural do Brasil.

Considerando o resultado apresentado adiante, não se verifica recuperação econômica efetiva do capital investido ao longo de parcela significativa da vigência contratual, o que inviabiliza, do ponto de vista técnico, a apuração de “capital recuperado” nos termos exigidos pelo RCM. A tentativa de aplicação do método com base em receitas estimadas, mesmo que com dados contratuais, para recomposição retrospectiva de períodos deficitários, contraria o núcleo conceitual do RCM e introduz viés prospectivo indevido, aproximando-o de abordagens típicas de fluxo de caixa descontado, alheias à lógica do método. Ademais, essa abordagem desconsidera a materialidade dos prejuízos efetivamente incorridos e ausência de resultados operacionais em período relevante da vigência do contrato, substituindo fatos econômicos observados e auditados por construções hipotéticas.

À luz dos pressupostos metodológicos necessários para aplicação do RCM e da evidência contábil auditada da NTS no período de 2008 a 2016, conclui-se que não é técnica nem regulatoriamente

3

<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/arquivos/detalhamento-tarifas-transporte.pdf/view>

admissível a aplicação do RCM com base em receitas estimadas para determinação de eventual valor residual não recuperado associado ao Contrato Malhas Sudeste (2006–2025).

A ausência de histórico consistente de recuperação econômica do capital investido esvazia o fundamento do método, tornando sua aplicação, nesse caso, conceitualmente inadequada, tecnicamente inconsistente e regulatoriamente indevida.

A aplicação, de forma isolada, da correção de receitas acima mencionada e, conforme validação realizada de forma independente pela EY, gera um impacto no cálculo do RCM de + R\$ 2,8 bilhões, ou seja, de - R\$83,5 milhões para +R\$ 2,7 bilhões.

5.3 Estimativa de Opex (O&M e G&A): Aplicação do RCM ao Malhas SE

Conforme reconhecido pela ANP na Nota Técnica nº 2/2026, o RCM é metodologia voltada à reconstrução do capital remanescente com base na trajetória efetiva de recuperação financeira do ativo, a partir de fluxos históricos observados, receitas auferidas, retorno sobre o capital e depreciação implícita. **Sua aplicação exige o acompanhamento histórico, exercício a exercício, das receitas efetivamente arrecadadas, dos custos operacionais incorridos, dos tributos pagos e da taxa de retorno associada ao capital investido.**

Essa característica é central para a correta compreensão do método: o RCM não é, em sua essência, uma metodologia prospectiva de valoração econômica de ativos, tampouco um método patrimonial de definição *ex ante* da BRA.

Trata-se de um exercício retrospectivo teórico de apuração da trajetória de recuperação do capital. Por isso, sua validade depende da existência de dados históricos efetivos, consistentes e auditáveis.

Em março de 2026, a ANP concluiu, na **Nota Técnica nº 7/2026**, que a documentação existente não se mostrou suficiente para viabilizar a aplicação do RCM de forma tecnicamente consistente, uma vez que **não é possível assegurar, com o grau de rastreabilidade e granularidade exigido pelo método, a reconciliação integral das receitas, custos operacionais, tributos e taxa de retorno ao longo de todo o período contratual** — elementos indispensáveis à apuração do capital residual. Esse entendimento é corroborado pela **FGV CERI** que, em contribuição à Consulta Pública nº 03/2026, afirmou que "*a implementação do método*

*RCM é dependente de uma contabilidade mais granular, o que não é caso dos ativos brasileiros. **Não é possível a reprodução de um histórico confiável.***" (grifos nossos)

Portanto, para o cálculo do RCM, o *OPEX* deve ser baseado em **registros históricos** que permitam rastrear os custos efetivamente incorridos na operação do ativo. Sem essa trilha documental, não há apenas lacuna informacional, mas a perda do próprio fundamento do método. **Substituir dados históricos por projeções ou estimativas não reconstrói a realidade passada - apenas cria visão hipotética dela.**

Em outras palavras, o RCM não é robusto quando precisa estimar aquilo que deveria observar. A ausência de histórico confiável não deve ser resolvida pela criação de premissas substitutivas, mas conhecida como impedimento à utilização do método.

Conforme destacado pelo Professor Edmar Almeida em artigo intitulado "*Por que o RCM não deve prevalecer na revisão tarifária do gás*", a **utilização de dados realizados que reflitam a operação normal e recorrente do gasoduto é metodologicamente necessária para preservar a coerência interna do RCM.**

A substituição de *OPEX* realizado por estimativas ou rateios hipotéticos não corrige falhas do método; ao contrário, amplia suas fragilidades conceituais e aumenta a discricionariedade do resultado final. **O uso de *OPEX* efetivamente realizado é condição mínima de coerência econômica, transparência regulatória e integridade técnica do RCM.**

A própria ANP reconheceu, na Nota Técnica nº 2/2026, que "*quando utilizado como metodologia primária de definição ex ante da BRA, o RCM pode apresentar risco de circularidade, uma vez que o capital remanescente depende das receitas passadas, que por sua vez foram influenciadas por metodologias anteriores de valoração e definição tarifária.*" Essa circularidade é agravada quando, além das receitas, também os custos operacionais históricos são reconstruídos com base em estimativas, ampliando a arbitrariedade e comprometendo a rastreabilidade do cálculo.

A preocupação é ainda mais relevante porque o *OPEX* afeta diretamente a mensuração do capital supostamente recuperado. Quanto menor o *OPEX* reconhecido no histórico, maior será a parcela das receitas presumidamente destinada à recuperação do investimento e, conseqüentemente, menor será o capital residual calculado. Assim, qualquer subestimação de custos operacionais e administrativos tem efeito direto e material sobre o resultado do RCM.

Nesse contexto, é válido registrar que a **NT 14/2026**, observa e reconhece que **a estrutura que historicamente vigorou no setor de transporte dutoviário no Brasil** - a estrutura verticalizada, na qual a Transpetro atuava como operadora física e a Petrobras era, simultaneamente, carregadora e controladora das transportadoras - **tem uma consequência contábil determinante para as lacunas informacionais ora enfrentadas**, o que traz consequências para o cálculo do RCM. Resta claro, ainda, que a insuficiência informacional verificada não decorre de conduta omissiva, falta de diligência ou resistência das transportadoras à prestação de informações, mas sim de limitação associada ao contexto histórico de formação, operação, reorganização societária e posterior transferência dos ativos de transporte de gás natural no Brasil.

Essa lacuna também é reconhecida pela Petrobras, que ao enviar dados de custos referentes ao período 2008-2016, indicou que não poderia afirmar que os pagamentos à Transpetro correspondiam à integralidade do O&M dos contratos. Conforme indicado pela ANP na referida NT 14/2026, as informações recebidas compõem uma base documental disponível para o período mencionado, e não uma decomposição completa dos custos e despesas operacionais da transportadora.

Cumprе ressaltar ainda que, a afirmação da Petrobras sobre os custos de Operação e Manutenção (O&M) carece de lastro em informações auditadas e devidamente comprovadas. A ausência de contratos específicos e de documentos fiscais idôneos que atestem a materialidade e a integralidade dessas despesas inviabiliza qualquer auditoria ou verificação independente, evidenciando a fragilidade dos dados submetidos para embasar a rigorosa reconstituição exigida pelo método RCM.

Soma-se a esse cenário a ausência de registro de outros custos operacionais e administrativos essenciais que sequer foram apurados através de Demonstrações Financeiras (DFs) da NTS entre 2006 e 2007 — período anterior à TAG —, bem como as severas lacunas referentes aos custos incorridos pela própria TAG em relação aos ativos do Contrato Malhas SE entre 2008 e 2016. Além desses custos não rastreados, não houve inclusão e detalhamento dos diversos custos incorridos com Serviços de Compressão (SCOMPs), cujas operações e manutenções foram, e ainda são, imprescindíveis para garantir a disponibilidade e a execução contínua do contrato Malhas Sudeste, conforme contratos anexados a este relatório ([Anexos 7 a 16](#)).

Essa omissão fica clara ao se inferir que a ANP não considerou os custos despendidos com as SCOMPs, inclusive os informados pela PBR por meio da Carta Externa DPBR-2026-25572 (Anexo 16). Vale ressaltar que existem custos operacionais que foram pagos por outras entidades diferentes da Petrobras, conforme se depreende de alguns documentos localizados apresentados nos Anexos 7 a 15, o que corrobora a fragilidade de se tentar obter a reconstituição do passado sem a integralidade e segurança dos dados, para fins de viabilizar o uso do método RCM.

Diante de tais lacunas informacionais, a ANP adotou premissas para estimar **e reconstruir o OPEX** que teria sido realizado no período de 2006-2016, para realizar o cálculo do RCM. E para o período 2017-2025, a ANP se baseou em valores registrados nas Demonstrações Financeiras da NTS, considerando uma alocação de 62% referente ao critério de rateio por quilômetro de rede do Contrato Malhas SE.

A aplicação, de forma isolada, do ajuste acima indicado nos valores realizados de OPEX e, conforme validação realizada de forma independente pela EY, impacta o cálculo do RCM em + R\$ 1,9 bilhões, ou seja, de - R\$83,5 milhões para +R\$ 1,8 bilhões.

5.4 Estimativa de WACC: Aplicação do RCM

A NT 14/2026 adota uma metodologia de revisão periódica anual do *WACC* para o cálculo do RCM, ou seja, altera as premissas de remuneração que devem vigorar durante toda a vigência contratual.

Uma proposta que reconstrói a remuneração do capital mediante aplicação de taxas de retorno variáveis ao longo do tempo incorre em falha conceitual grave: altera ex post a taxa de remuneração do capital durante a vigência de contratos de longo prazo que não previam tal possibilidade.

Conforme apontado nos relatórios da Synergies e GO ([Anexos 2 e 4](#)), os contratos legados foram celebrados com horizonte de 20 anos para viabilizar investimentos *greenfield*, tendo os riscos de construção, operação e financiamento sido assumidos integralmente pelos investidores. Esses contratos não previam mecanismos de revisão periódica da taxa de retorno. De forma consistente, a Nota Técnica nº 27/2006 da ANP, utilizada nos contratos legados MALHAS II, GASPAJ, GASTAU e GASDUC III, não contempla atualização anual do *WACC*, recálculo periódico ou revisão por ciclos tarifários.

Não há elementos que justifiquem tratamento distinto para o contrato da Malha Sudeste daquele observado nos demais contratos legados. Ao contrário, a uniformidade metodológica verificada indica que sua taxa de retorno também foi definida com base nas condições econômicas vigentes à época da contratação e concebida para permanecer fixa durante toda a vigência contratual.

Conforme bem destaca a Nota Técnica do Prof. Rafael Chaves Santos (FGV/EPGE) apresentada pela NTS (SEI **6005705**), a decomposição entre o que constitui recuperação de principal e o que configura remuneração do capital é, por natureza, um elemento que deve ser definido *ex ante*, no momento da estruturação contratual. **A sua reconstrução *ex post* implica arbitrar, de forma retroativa, qual teria sido a taxa de retorno considerada adequada no passado, em contextos institucionais e macroeconômicos distintos, o que é inerentemente impreciso e sujeito a controvérsias.**

Portanto, para o cálculo do RCM deve ser considerada a taxa de remuneração que reflita as condições macroeconômicas e de negócio da época de sua celebração, devendo ser mantida fixa por toda a vigência contratual.

Qualquer tentativa de redefinição retrospectiva da taxa de remuneração implica na alteração, a posteriori, das bases econômicas que serviram como referência à celebração do contrato, na prática, seria a apropriação indevida de parcela da remuneração originalmente acordada, caracterizando verdadeira expropriação de valor do investidor.

A Lei 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), em seu Artigo 44, confere proteção aos contratos existentes à época da publicação da lei, garantindo a manutenção dos direitos dele decorrentes.

De forma direta e clara, o artigo expressamente determina a preservação das receitas auferidas pelas transportadoras, senão vejamos:

"Art. 44. As novas modalidades de serviço de transporte não prejudicarão os direitos dos transportadores decorrentes dos contratos vigentes na data da publicação desta Lei.

§ 1º Os contratos de serviço de transporte vigentes na data de publicação desta Lei serão adequados, no prazo de até 5 (cinco) anos, contados da publicação desta Lei, ou de até 3 (três) anos, contados da edição de

mencionada norma, o que expirar por último, de modo a refletir os novos regimes de contratação de capacidade, preservando a receita auferida pelos transportadores com os respectivos contratos.

§ 2º A ANP poderá considerar, no processo de definição ou revisão das tarifas de transporte, a compensação por eventuais prejuízos às partes, desde que devidamente comprovados. ”

Portanto, resta claro que a lei veda expressamente a reformulação retrospectiva do regime econômico, indicando que seu funcionamento opere de forma exclusivamente prospectiva, reforçando a centralidade da segurança jurídica. A literalidade do dispositivo representa uma opção legislativa clara pela preservação do equilíbrio econômico-regulatório no período de transição do setor, vedando expressamente a reformulação das bases econômicas dos contratos e investimentos realizados sob o regime anterior. É o que se extrai das próprias palavras da jurista e ex Ministra do STF Ellen Gracie Northfleet (ex-ministra do STF) (SEI **5728915**):

"A promulgação da Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás) aprofundou esse desenho institucional ao promover a abertura do mercado e a reorganização estrutural do setor, sem descurar da proteção às situações jurídicas preexistentes. Nesse sentido, o art. 44, §1º, estabeleceu expressamente que a nova disciplina legal não afetaria a receita auferida pelos transportadores com os respectivos contratos, preservando os fluxos econômicos pactuados até o seu termo final.²⁴ O dispositivo consagra, em nível legal, a vedação à reformulação retrospectiva do regime econômico aplicável aos contratos de transporte celebrados sob a égide normativa anterior. A preservação das receitas contratuais prevista no art. 44, §1º, da Lei nº 14.134/2021 reforça a centralidade da segurança jurídica como vetor estruturante do marco regulatório do gás natural, sobretudo em um setor caracterizado por investimentos intensivos em capital, ativos de longa vida útil e horizontes extensos de amortização. O legislador, ao assim dispor, sinalizou que mudanças estruturais envolvendo tarifas e receitas deveriam operar de forma prospectiva, sem comprometer o equilíbrio econômico-financeiro de contratos legitimamente celebrados. ”

A utilização de taxas de remuneração variáveis ao longo da vigência contratual, sem base contratual ou regulatória vigente à época, não constitui mero ajuste técnico, mas alteração retrospectiva das condições econômicas do contrato, incompatível com boas práticas regulatórias. **A própria ANP já estabeleceu entendimento claro de que o cálculo tarifário deve ser estritamente prospectivo**, conforme pode ser observado na Nota Técnica nº 17/2020/SIM/ANP-RJ:

... "não cabe no processo de cálculo tarifário de transporte de gás natural no Brasil promover ajustes no valor dos ativos ou da taxa de retorno em função da remuneração passada."

Contudo, na prática, é exatamente isso que a NT 14/2026 propõe. O cálculo apresentado pela ANP, ao aplicar sucessivas taxas de retorno definidas *ex post*, implica reprecificação contínua da remuneração do capital ao longo do contrato, reduzindo retroativamente a taxa de retorno originalmente pactuada. **Tal procedimento equivale a introduzir, a posteriori, regime de revisão inexistente no arcabouço contratual original. A NT 14/2026 busca julgar, em 2026, se as receitas legitimamente auferidas em contratos de mais de duas décadas foram excessivas em relação a um custo de oportunidade do capital definido retroativamente, demonstrando clara intervenção indevida sobre relações jurídicas perfeitas e acabadas.** Os contratos legados foram firmados em contexto regulatório e regime jurídico distinto, no qual as partes estruturaram suas relações contratuais nas regras então vigentes e pela legítima expectativa de manutenção das condições econômicas pactuadas ao longo da execução contratual.

Conforme apontado nos pareceres da EY e GO ([Anexos 1 e 4](#)), a taxa de remuneração reflete expectativas de retorno, condições de financiamento e percepções de risco existentes no momento da decisão de investimento. Sua determinação *ex post*, sob condições macroeconômicas e institucionais distintas, depende necessariamente da adoção de premissas e simplificações metodológicas, o que limita sua observabilidade histórica direta e introduz elementos adicionais de julgamento na aplicação do método.

O relatório da consultoria ECA ([Anexo 5](#)) indica ainda que as expectativas *ex-ante* não são diretamente observáveis após o evento e podem diferir materialmente das condições de mercado realizadas, ou de uma série anual variável de *WACC* construída *ex-post*. A questão, portanto, não

é se o cálculo pode ser realizado ou preenchido com dados mais detalhados, mas sim que um exercício retrospectivo de alocação de receita não é um meio adequado de determinar, verificar ou apoiar a definição da Base Regulatória de Ativos (BRA) inicial.

Portanto, introduzir um regime de revisão inexistente no contrato e reduzindo a taxa de retorno originalmente pactuada é uma prática incompatível com princípios básicos de segurança jurídica e das boas práticas regulatórias.

A aplicação, de forma isolada, do ajuste acima indicado nos valores realizados de WACC e, conforme validação realizada de forma independente pela EY, impacta o cálculo do RCM em + R\$ 10,5 bilhões, ou seja, de - R\$83,5 milhões para +R\$ 10,4 bilhões.

6. Conclusão

A NT 14/2026 conclui que “a aplicação do RCM demonstrou que o capital regulatório associado aos ativos da Malha Sudeste foi integralmente recuperado ao longo do período analisado, resultando em saldo residual da Base Regulatória de Ativos de R\$ -83,515milhões ao término de 2025” indicando que as receitas historicamente auferidas no âmbito do Contrato Legado foram suficientes para remunerar integralmente o capital investido.

Conforme apresentado neste documento e nos relatórios das renomadas e experientes consultorias que seguem em anexo a esta Contribuição, **a utilização do RCM proposta pela ANP para a determinação do valor inicial da BRA não se coaduna com os princípios basilares da regulação econômica contemporânea.** Esses princípios buscam equilibrar objetivos essenciais, incluindo a estabilidade e a segurança regulatórias, a credibilidade institucional do regime regulatório, a modicidade tarifária, a eficiência alocativa e produtiva, a transparência metodológica e a garantia de que os agentes regulados disponham de uma oportunidade razoável para recuperar seus custos eficientes e obter o retorno compatível com os riscos assumidos. Nesse contexto, **a adoção da metodologia proposta introduz elementos de inconsistência regulatória que podem comprometer a previsibilidade e a robustez técnica do processo de definição da BRA inicial.**

E ainda, conforme destacado pela consultoria ECA, um resultado de BRA zero também pode afetar os incentivos futuros de gestão de ativos. Quando os ativos existentes permanecem necessários para o serviço regulado, mas não recebem valor inicial do BRA, enquanto ativos de reposição podem ser admitidos no BRA no futuro, o arcabouço pode criar um viés para a substituição em vez de uma manutenção eficiente, reforma ou extensão da vida útil. A ANP não parece ter avaliado esse potencial efeito dinâmico ao ponderar as consequências regulatórias do resultado proposto do RCM.

O método RCM, conforme reafirmado por todas as renomadas consultorias, **não é uma metodologia de valoração de BRA e, portanto, sua eventual aplicação está em total descompasso com as boas práticas regulatórias nacionais e internacionais.**

Também foi esclarecido que a **NT 14/2026 adota uma interpretação equivocada das regras Australianas.** Conforme esclarecido pela consultoria australiana Synergies, **a implementação do RCM na Austrália se deu exclusivamente no contexto de disputas de acesso envolvendo gasodutos classificados como *non-scheme pipelines* (não regulados) e tal aplicação não ocorreu em um contexto de transição regulatória.** O RCM **nunca foi usado na Austrália para estabelecer o valor inicial de BRA de um gasoduto regulado**, tendo sido aplicado uma única vez em uma decisão de arbitragem de disputa de acesso em 2021 e foi rejeitado na única outra arbitragem de disputa de acesso em que foi considerado para uso em 2018.

O RCM foi originalmente desenvolvido como uma ferramenta analítica destinada a **auxiliar árbitros comerciais na resolução de disputas de acesso envolvendo gasodutos não abrangidos pelo regime regulatório (*non-scheme pipelines*).** Sua finalidade, portanto, está **associada à mediação de controvérsias comerciais específicas, e não à determinação de bases regulatórias de ativos no contexto de regimes de regulação econômica.**

Nesse sentido, o próprio regulador australiano (AER) alertou para as **limitações de metodologias de avaliação como o RCM**, que são altamente sensíveis aos insumos e pressupostos adotados e que, em determinados casos, derivam o valor dos ativos a partir dos próprios fluxos de receita gerados por esses ativos. Segundo o AER, tais características podem resultar em avaliações pouco robustas e suscetíveis a circularidade metodológica, comprometendo

a confiabilidade dos resultados obtidos. Essas limitações reforçam a **inadequação do uso do RCM como instrumento para estabelecer uma base regulatória inicial**, especialmente quando o objetivo é assegurar resultados consistentes com os princípios de transparência, previsibilidade e robustez técnica que devem orientar decisões regulatórias.

Adicionalmente, como foi demonstrado ao longo do presente documento, a conclusão da Agência em sua aplicação do RCM **está baseada em premissas inconsistentes e arbitrárias**, que **quando ajustadas resultam** em um **valor de RCM totalmente antagônico**, o que **reafirma a hipersensibilidade do método** às premissas adotadas, o que **contraria as boas práticas regulatórias**.

Cabe observar ainda, que o tratamento dado pela ANP às informações históricas cria uma questão adicional de consistência, conforme apontado pela consultoria ECA, uma vez que a ANP precisa explicar por que as limitações históricas dos dados que impedem o uso do método CHCI não prejudicam igualmente, ou de forma mais acentuada, a confiabilidade de sua inferência para o cálculo do RCM. Na Nota Técnica nº 7/2026, a ANP rejeitou o método de custo histórico corrigido devido a inconsistências materiais entre registros auditados, ausência de contabilidade histórica segregada, alocações retroativas decorrentes de reestruturações corporativas e outras limitações nas informações históricas. Já na Nota Técnica nº 14/2026, a ANP defende a aplicação de um método que se baseia em um exercício retrospectivo substancialmente mais intensivo em suposições, que combina informações históricas com *proxy* de valores de ativos, alocações e deduções modeladas.

Conforme indicado no relatório da consultoria ECA ([Anexo 5](#)), o resultado do RCM calculado pela ANP depende de uma sequência de dados reconstruídos e premissas modeladas:

- O valor inicial dos ativos é parcialmente baseado em evidências de custo de reposição derivadas do EIA, e não no capital efetivamente investido e observado nos ativos específicos.
- As receitas são baseadas nos direitos contratuais (*contractual entitlement*) e não nos dados históricos de pagamentos.

- O *OPEX* é reconstruído a partir de valores estimados para os primeiros anos, dados de pagamentos da Petrobras/Transpetro, multiplicadores de ajuste (*uplift multipliers*), ajustes com base em demonstrações financeiras e rateios pela extensão da rede.
- Os tributos são calculados a partir de receitas, *OPEX* e depreciação fiscal modelados.
- O *WACC* é utilizado retrospectivamente como uma aproximação do retorno incorporado às receitas dos contratos legados.

Os efeitos de tais premissas arbitrárias podem ser potencializados, uma vez que esses elementos também interagem entre si - envolve múltiplas camadas de julgamento, e alterações razoáveis em determinados parâmetros podem modificar de forma material a BRA residual produzida pelo modelo da ANP. Uma alteração no valor inicial dos ativos afeta a base de capital, a dedução referente ao retorno sobre o capital e a BRA residual. Uma alteração na receita afeta a recuperação de capital inferida e, por meio do cálculo tributário, a dedução de tributos. Uma alteração no *OPEX* afeta tanto o lucro tributável quanto a receita remanescente após a dedução dos custos operacionais. Uma alteração no índice de inflação utilizado para nominalizar o *WACC* afeta o montante da receita tratado como retorno sobre o capital.

A aplicação, de forma combinada, dos ajustes acima indicados nos valores realizados de CAPEX, Receita, OPEX, depreciação e WACC, conforme avaliação independente da EY, impacta o cálculo do RCM de - R\$83,5 milhões para +R\$ 34,8 bilhões.

É importante notar que as análises realizadas pelas Consultorias, apontam que a **eventual adoção de dados mais completos poderia tornar um cálculo retrospectivo de recuperação de capital menos incerto; mas jamais converteriam a RCM em uma metodologia reconhecida para BRA.**

A tentativa de adoção do RCM como metodologia de valoração de BRA contraria a experiência internacional de boas práticas regulatórias, que mostra que as decisões de abertura da BRA não são tomadas com base em um único objetivo. Os reguladores geralmente buscam equilibrar a proteção do usuário, justiça entre usuários e investidores, eficiência econômica, incentivos de investimento, financiabilidade e estabilidade regulatória. As evidências internacionais sugerem que as preocupações com a dupla recuperação são tipicamente tratadas pelos reguladores no âmbito

de metodologias reconhecidas de avaliação de ativos, em vez da utilização de exercícios retrospectivos de recuperação de capital como base para a determinação de BRA inicial.

7. Anexos

Anexo 1: Relatório da Consultoria EY

Anexo 2: Relatório da Consultoria Synergies

Anexo 3: Relatório da Consultoria Synergies - Flavio Menezes

Anexo 4: Relatório da Consultoria GO

Anexo 5: Relatório da Consultoria ECA

Anexo 6: Relatório da Consultoria REGe

Anexo 7A¹: Contrato e Aditivos da SCOMP Congonhas – versão inteiro teor

Anexo 7B: Contrato e Aditivos da SCOMP Congonhas – versão pública

Anexo 8A¹: Contrato e Aditivos da SCOMP ESTAP II – versão inteiro teor

Anexo 8B: Contrato e Aditivos da SCOMP ESTAP II – versão pública

Anexo 9A¹: Contrato e Aditivos da SCOMP Mantiqueira – versão inteiro teor

Anexo 9B: Contrato e Aditivos da SCOMP Mantiqueira – versão pública

Anexo 10A¹: Contrato e Aditivos da SCOMP RECAP – versão inteiro teor

Anexo 10B: Contrato e Aditivos da SCOMP RECAP – versão pública

Anexo 11A¹: Contrato e Aditivos da SCOMP REDUC – versão inteiro teor

Anexo 11B: Contrato e Aditivos da SCOMP REDUC – versão pública

Anexo 12A¹: Contrato e Aditivos da SCOMP São Bernardo – versão inteiro teor

Anexo 12B: Contrato e Aditivos da SCOMP São Bernardo – versão pública

Anexo 13A¹: Contrato e Aditivos da SCOMP Silva Jardim – versão inteiro teor

Anexo 13B: Contrato e Aditivos da SCOMP Silva Jardim – versão pública

Anexo 14A¹: Contrato e Aditivos da SCOMP Suzano – versão inteiro teor

Anexo 14B: Contrato e Aditivos da SCOMP Suzano – versão pública

Anexo 15A¹: Contrato e Aditivos da SCOMP TECAB – versão inteiro teor

Anexo 15B: Contrato e Aditivos da SCOMP TECAB – versão pública

Anexo 16A²: Informações das SCOMPs ESMAN I, ESTAP I e Volta Redonda – versão inteiro teor

Anexo 16B: Informações das SCOMPs ESMAN I, ESTAP I e Volta Redonda – versão pública

Anexo 17A³: Cálculo RCM EY – versão inteiro teor

Anexo 17B: Cálculo RCM EY – versão pública

Nota¹: Os contratos e aditivos das SCOMPs devem ser tratados como confidencial em sua integralidade, visto que em todas as páginas dos documentos foram inseridos dados pessoais do representante, impedindo a divulgação, em observância ao disposto na Lei 13.709/2018, bem como prejudicando o envio de versões tarjadas, uma vez que comprometeria a leitura dos documentos.

Nota²: As informações integrais das SCOMPs devem ser tratadas como confidencial, podendo ser disponibilizada ao público a versão tarjada, visando preservar dados pessoais, em observância ao disposto na Lei 13.709/2018, bem como as informações prestadas pela Petrobras de forma restrita a este Regulador.

Nota³: As informações estão sujeitas a sigilo contratual, com base em contratos de prestação de serviços celebrados com terceiros, visando à preservação da segurança jurídica da atividade econômica regulada desempenhada pela transportadora, à luz do art. 6º, III, da Lei de Acesso à Informação (Lei 12.527/2011), bem como do art. 155, §2º da Lei das S.A. (Lei 6.404/1976).