

Contribuição Consulta Públicas 11/2026

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)

07 de julho de 2026

Sumário

1	Introdução	3
2	Defesa do Modelo RCM	4
3	Ajustes e Melhorias nos cálculos da NT 14 e da NT 15	8
3.1	Taxa de Remuneração do Capital (WACC): Nominalização e Aderência à Metodologia Regulatória da ANP	9
3.2	Base Inicial de Ativos: Definição da BRA inicial e do Método Ross-Heidecke no Contexto do RCM	14
3.3	Tratamento Tributário na NT15: Aplicação da Alíquota Reduzida de IRPJ pela Abrangência da SUDENE.....	21
4	Conclusão.....	24
5	Referências Bibliográficas	27

1 Introdução

A presente contribuição da Calden insere-se no processo de revisão tarifária do Ciclo 2026–2030 da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em resposta às Notas Técnicas nº 14 e nº 15/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ — doravante NT14 e NT15 —, nas quais a Agência conclui pela aplicação do Método do Capital Recuperado (Recovered Capital Method — RCM) para a valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) de abertura dos contratos legados Malhas Sudeste e Malhas Nordeste, operados, respectivamente, pela Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS) e pela Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG).

Esta consultoria havia defendido, em sua contribuição à Consulta Pública nº 03/2026, que o RCM não era uma entre múltiplas opções metodológicas equivalentes, mas o único instrumento técnico capaz de identificar com rigor o capital efetivamente ainda não recuperado pelas receitas auferidas ao longo dos contratos legados — condição indispensável para a calibração justa da BRA de abertura do regime regulado. A decisão da ANP de adotar o RCM nas NT14 e NT15 confirma esse entendimento e representa uma escolha metodologicamente fundamentada, coerente com a especificidade econômica singular desses contratos e com o objetivo maior de assegurar modicidade tarifária e neutralidade regulatória no Ciclo 2026–2030.

O presente documento cumpre dois objetivos distintos e complementares. O primeiro é reafirmar e aprofundar a defesa da escolha metodológica do RCM, contextualizando-a no arcabouço da regulação econômica de infraestrutura e demonstrando sua coerência com os princípios que orientam a boa prática regulatória, em face das objeções apresentadas por transportadoras e outros participantes do processo. O segundo objetivo é identificar três pontos específicos nos parâmetros de cálculo adotados nas NT14 e NT15 que, se revisados, contribuiriam para maior precisão e fidelidade dos resultados, sem alterar a lógica metodológica adotada pela Agência nem comprometer a conclusão estrutural sobre a BRA de abertura.

Os três pontos de ajuste identificados são: (i) a adequação dos parâmetros do WACC histórico à metodologia da própria ANP consubstanciada na Nota Técnica nº 027/2006-SCM, e a substituição do IGP-M pelo IPCA como indexador do custo de

capital; (ii) das escolhas de premissas para definição da BRA inicial e depreciação ao longo do tempo; e (iii) especificamente para o cálculo da NT15 referente à TAG, o reconhecimento da alíquota efetiva de IRPJ decorrente do benefício fiscal da SUDENE, que afeta diretamente o montante de capital reconhecido como recuperado ao longo da vigência do Contrato Malhas Nordeste.

O documento está organizado em duas partes. A primeira apresenta os argumentos de defesa do modelo RCM, respondendo às principais objeções levantadas no processo regulatório e situando a decisão da ANP no contexto da regulação econômica comparada. A segunda detalha, para cada um dos três pontos de ajuste, a fundamentação técnica e regulatória da correção proposta e seus impactos sobre os resultados calculados.

2 Defesa do Modelo RCM

A Calden reconhece e valoriza a decisão técnica da ANP de aplicar o Método do Capital Recuperado (*Recovered Capital Method* — RCM) na valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) dos contratos legados Malhas Sudeste e Malhas Nordeste, conforme consubstanciado nas Notas Técnicas nº 14 e 15/2026.

A ANP, ao caracterizar esses contratos como instrumentos de livre negociação — celebrados em ambiente anterior à regulação tarifária sistemática —, extraiu daí a consequência metodológica correta: a definição de que o retorno ao investidor é determinado pelo próprio desenho contratual, e não por uma estrutura regulatória de *building blocks* supervisionada *ex ante*. Nesse modelo, o RCM é o único método capaz de identificar a parcela do capital efetivamente ainda não recuperada pelas receitas históricas auferidas.

Esse entendimento da ANP converge com o que esta consultoria já havia demonstrado na contribuição à CP 03/2026: a existência de dados suficientes — inclusive as planilhas dos próprios contratos legados e os demonstrativos financeiros das transportadoras — para viabilizar a aplicação do RCM e o reconhecimento da depreciação econômica real ocorrida ao longo do período contratual.

A adoção do RCM nas NT14 e NT15 é plenamente consistente com os princípios da boa regulação econômica de infraestrutura. A consistência regulatória, como

demonstrado pela literatura especializada, não se reduz à uniformidade de instrumentos metodológicos, mas exige, antes, que decisões diversas sejam fundamentadas nas circunstâncias específicas de cada ativo.

Bolt (2004), ao analisar a experiência regulatória britânica, estabelece com precisão que, mesmo quando diferentes modelos regulatórios são aplicados, a consistência demanda que resultados distintos sejam justificados pelas características da indústria em questão, e que eventuais diferenças não sejam suficientemente materiais para introduzir incentivos perversos para empresas ou investidores.

Nesse sentido, a escolha do RCM para os ativos das Malhas SE e NE encontra-se plenamente justificada pelas características econômicas singulares desses contratos. Já o método prospectivo de *building blocks* e *revenue cap* - o modelo igualmente correto para o capital que ingressa no regime regulado a partir de agora.

Ou seja, o RCM e o modelo prospectivo não se contradizem, mas sim operam em domínios temporais distintos e se complementam para assegurar que a remuneração do capital, ao longo de toda a trajetória regulatória, seja adequada, justa e livre de duplicidades.

A plena consistência da decisão é ainda reforçada pelo fato, expressamente reconhecido pela própria ANP nas NT14 e NT15, de que o Ciclo Tarifário 2026–2030 constitui a **primeira revisão tarifária regulada** da TAG e da NTS para esses ativos. Trata-se, portanto, de um momento de abertura regulatória — a definição da Base Regulatória de Ativos inaugural sob o regime de *building blocks* —, e não de uma continuidade de ciclos anteriores sob o mesmo marco regulatório.

É precisamente nesse contexto de transição que o RCM é tecnicamente indispensável, ao estabelecer a linha de corte (*line in the sand*) que separa o capital já amortizado economicamente pelas receitas do regime contratual anterior daquele que ainda não foi recuperado e que legitimamente ingressa na base de remuneração do novo regime. Assim, o uso do RCM não representa uma ruptura metodológica, sendo uma resposta tecnicamente coerente ao desafio singular de inaugurar a regulação tarifária de ativos que já operaram por décadas sob condições econômicas distintas.

A literatura de regulação econômica oferece fundamento adicional a essa leitura. Menezes e Roessler (2010, *The Economic Record*, Vol. 86, nº 275) demonstram que a consistência regulatória genuína, a qual os autores denominam "boa consistência", emerge quando as decisões refletem fielmente as informações disponíveis sobre os fundamentos econômicos de cada setor, e não quando decisões anteriores são replicadas de forma automática independentemente das circunstâncias.

A boa consistência regulatória, nesse modelo, é precisamente aquilo que se verifica nas NT14 e NT15: a ANP respondeu às especificidades dos contratos legados com o instrumento metodológico mais adequado a elas, mantendo, ao mesmo tempo, o arcabouço prospectivo de *building blocks* e *revenue cap* para o capital que ingressará no regime regulado a partir deste ciclo tarifário.

Essa leitura é reforçada pela pesquisa seminal que precede aquele trabalho: em estudo publicado no *Economic Papers* (Vol. 28, nº 1, 2009), o mesmo autor adverte que "*the pursuit of consistency might result in bad regulation that is applied consistently rather than inconsistent regulation that is sometimes good and sometimes bad*", concluindo que "*a pursuit of consistency for consistency's sake should be viewed with caution. Instead, one needs to develop the analytical tools that will allow us to distinguish good from bad consistency in regulatory decisions.*" A aplicação do RCM nas NT14 e NT15 é precisamente o exercício dessa decisão fundamentada nos fundamentos econômicos reais dos contratos legados, e não na replicação acrítica de escolhas metodológicas feitas em contextos estruturalmente distintos.

A preocupação com a dupla remuneração de capital em ativos de monopólio natural que transitam para um regime regulado formal não é exclusiva do caso brasileiro nem da experiência australiana. A Calden já havia apontado, em sua contribuição à Consulta Pública nº 08/2025 da ANP, que o desenvolvimento da malha de transporte de gás natural no Brasil se deu sob a estrutura de monopólio da Petrobras, com contratos de longo prazo firmados entre 20 e 25 anos, o que postergou a primeira revisão tarifária formal da TAG e da NTS, e que é precisamente essa estrutura que cria o desafio de se calibrar corretamente a BRA de abertura do regime regulado.

Esse mesmo desafio foi enfrentado pelo Reino Unido, conforme demonstrado na contribuição da Calden para a CP 08/2025: a MMC em 1993 discutiu a base regulatória da BG. Utilizando a base defendida pela empresa e confrontando com os dados da privatização; identificou que o valor utilizado na BRA da BG era de 17,5 bilhões de libras, mas o valor dos ativos deveria ser na verdade de 10,5 bilhões de libras.

Com isso, por determinação da MMC a remuneração da BRA seria em função dos 10,5 bilhões de libra, contudo, a depreciação contida na tarifa se manteve baseada no valor de 17,5 bilhões apresentados pela BG. Com isso a BG teve ganhos extraordinários até 1997, quando a agência reguladora ajustou os cálculos prospectivos.

Esse caso é uma referência clara de que ajustes na depreciação dos ativos em casos justificáveis são práticas viáveis e difundidas na regulação econômica mundial.

A lógica econômica subjacente é idêntica à que fundamenta o RCM: em ambos os casos, o regulador reconhece que uma BRA de abertura que ignore a trajetória de recuperação de capital anterior ao regime regulado implica transferência injustificada de renda dos usuários ao operador, incompatível com os princípios de modicidade tarifária e eficiência alocativa que orientam a regulação de infraestruturas de monopólio natural.

Por fim, é necessário endereçar diretamente o argumento de que o RCM seria uma metodologia inovadora, pouco utilizada ou de baixa confiabilidade técnica. Conforme a própria AER define em seus documentos de divulgação de informações de gasodutos (*Pipeline Information Disclosure Guidelines*, 2023), o RCM calcula o custo depreciado de construção do ativo a partir do retorno de capital gerado ao longo do tempo, sendo esse retorno definido como a receita auferida deduzida dos custos operacionais, da remuneração sobre o capital ainda não recuperado e dos tributos incidentes. Reduzido à sua mecânica essencial, o que a AER denomina RCM nada mais é do que a reconstituição de um fluxo de caixa financeiro histórico da companhia — receitas, custos operacionais, impostos e custo de capital, ano a ano —, com o saldo acumulado correspondendo ao capital ainda não recuperado pelo operador.

Trata-se, portanto, de engenharia financeira elementar, sendo o mesmo tipo de análise que qualquer banco de investimento, gestor de *project finance* ou consultor financeiro realiza rotineiramente ao avaliar o desempenho histórico de um ativo de infraestrutura.

Afirmar que o RCM é uma inovação pouco conhecida ou de aplicação restrita equivale, na prática, a afirmar que a construção de um fluxo de caixa descontado de uma empresa é uma técnica exótica e pouco difundida no mundo, uma afirmação que não encontra qualquer respaldo na realidade da prática financeira e regulatória internacional. O que é específico da experiência australiana não é a técnica em si, mas a formalização regulatória de sua divulgação obrigatória, ou seja, a AER simplesmente codificou, em norma regulatória, a exigência de que os operadores publiquem anualmente os dados necessários para que qualquer analista possa realizar esse cálculo, exatamente o tipo de transparência que a ANP busca estabelecer no presente ciclo tarifário para as Malhas SE e NE.

3 Ajustes e Melhorias nos cálculos da NT 14 e da NT 15

A Calden reitera o reconhecimento pela solidez técnica da ANP na condução do processo de aplicação do RCM às Malhas Sudeste e Nordeste, consubstanciada nas NT14 e NT15/2026. A reconstrução do fluxo histórico de recuperação de capital empreendida pela Agência representa um avanço regulatório relevante, alinhado ao que esta consultoria defendeu nas contribuições anteriores a esta consulta pública.

Não obstante, o aprofundamento da análise dos parâmetros utilizados nos cálculos permite identificar três pontos específicos que, se revisados, contribuiriam para maior precisão e consistência dos resultados, sem alterar a lógica metodológica adotada nem a conclusão estrutural sobre o valor da BRA de abertura.

O primeiro ponto refere-se à taxa de remuneração do capital pelo custo médio ponderado de capital (WACC). O segundo ponto diz respeito à quantificação da base inicial de ativos (*opening asset base*) utilizada como ponto de partida do fluxo, isto é, a malha antiga (pré-2005), cujo tratamento afeta diretamente a trajetória de

recuperação de capital calculada. O terceiro ponto, aplicável especificamente ao cálculo da NT15 referente à TAG, concerne ao tratamento dos custos tributários: os ativos da Malha Nordeste localizam-se, em sua maioria, em área de abrangência da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE), onde a legislação prevê redução significativa das alíquotas efetivas de IRPJ e CSLL — benefício fiscal que, ao reduzir a carga tributária imputada ao fluxo histórico, afeta diretamente o montante de capital considerado recuperado e, por conseguinte, o valor residual da BRA. Cada um desses pontos é desenvolvido nas subseções a seguir.

3.1 Taxa de Remuneração do Capital (WACC): Nominalização e Aderência à Metodologia Regulatória da ANP

A escolha da ANP de fundamentar o WACC histórico do RCM em sua própria metodologia regulatória é tecnicamente acertada e merece reconhecimento. Ao partir de um arcabouço metodológico de sua autoria (Nota Técnica nº 027/2006-SCM), que estabeleceu o modelo de cálculo do custo médio ponderado de capital aplicável à atividade de transporte de gás natural no Brasil desde o início dos contrato legados, a Agência confere ao cálculo do RCM o atributo de transparência e rastreabilidade a partir de parâmetros públicos, verificáveis e metodologicamente reconhecidos, e não de estimativas ad hoc ou proxies externas de difícil replicação, e que a própria AER identifica como condição indispensável para a legitimidade do método.

Tratar-se de um documento público da própria ANP reforça ainda a coerência intertemporal do processo regulatório, na medida em que o regulador aplica ao passado os mesmos princípios e ferramentas que orientam suas decisões prospectivas.

Aderência à Nota Técnica nº 027/2006-SCM

Não obstante o acerto da escolha metodológica, a análise das planilhas de cálculo que acompanham as NT14 e NT15/2026 permite identificar alguns pontos em que a replicação da Nota Técnica nº 027/2006-SCM não foi integral, seja por simplificações operacionais compreensíveis dado o contexto retrospectivo do

cálculo, seja por lacunas de explicitação metodológica que, se endereçadas, reforçariam a transparência e a rastreabilidade do processo.

Estrutura de Capital e Spread de Dívida

A Nota Técnica nº 027/2006-SCM apresenta, como cenário de referência baseado nos dados efetivos do setor, uma estrutura de capital de 46,86% de capital de terceiros e 53,14% de capital próprio, derivada do Relatório Anual da TBG de 2005, única transportadora de gás natural com histórico regulatório disponível à época — , com *spread de default* de 1,0% ao ano associado a essa estrutura. Nas planilhas de cálculo das NT14 e NT15/2026, a ANP adotou uma estrutura de 40% de capital de terceiros e 60% de capital próprio, com *spread de dívida* de 2,0% ao ano. Nenhum dos dois desvios em relação à nota metodológica de referência encontra respaldo explícito no texto da NT 027/2006-SCM, tampouco é acompanhado de justificativa técnica nas notas ora em consulta pública que demonstre a necessidade de troca desses valores.

A Calden entende que se trata de erro não intencional da ANP e sugere que ambos os parâmetros sejam revisados para os valores constantes da NT 027/2006-SCM: estrutura de capital de 46,86%/53,14% (CT/CP) e *spread de default* de 1,0% ao ano, o que produziria um WACC histórico mais aderente à metodologia regulatória que a própria ANP elegeu como base de cálculo. Inclusive, estranha-se o a alteração de um Spread para o mesmo ano da nota técnica que foi emitida em 2006, não cabendo metodologicamente uma alteração.

Esse efeito sozinho teria um impacto reduzindo consideravelmente o resultado, indicando BRA 0 para os dois conjuntos de ativos (Malhas SE e Malhas NE), conforme abaixo:

Cenário RCM (Mil R\$)	Malhas SE	Malhas NE
Apresentado nas NT 14 e 15 da ANP	-83.515	594.987
Alterando o WACC (2006-2013) apenas na estrutura 46,86%/53,14% e 1% de spread	-1.028.412	-140.509

Fonte: Elaboração própria.

Prêmio de Risco de Mercado

A Nota Técnica nº 027/2006-SCM faz referência direta ao trabalho de Rocha, Camacho e Fiúza (2006)¹ para a determinação do prêmio de risco de mercado, adotando o valor de 5,90% ao ano (1995 a 2005). Esse valor é obtido pela metodologia proposta no referido estudo, que utiliza como métrica a média da diferença entre o retorno histórico do índice S&P 500 e o retorno do ativo livre de risco apurada sobre uma janela de 10 anos, período este considerado pelos autores como o mais adequado para capturar as condições correntes de mercado sem incorporar distorções de eventos históricos muito distantes.

Nas planilhas de cálculo das NT14 e NT15/2026, a ANP adotou a média histórica de longo prazo desde 1928 até o ano anterior ao respectivo exercício de cálculo, metodologia que produz valores sistematicamente distintos daqueles que decorreriam da aplicação da janela decenal preconizada pelo trabalho de referência. Assim como no caso da estrutura de capital, não há justificativa explícita nas notas para esse desvio metodológico, o que a Calden entende como erro não intencional. A correção sugerida é a adoção da média de 10 anos como métrica de cálculo do prêmio de risco de mercado, em plena aderência à referência bibliográfica expressamente invocada pela NT 027/2006-SCM.

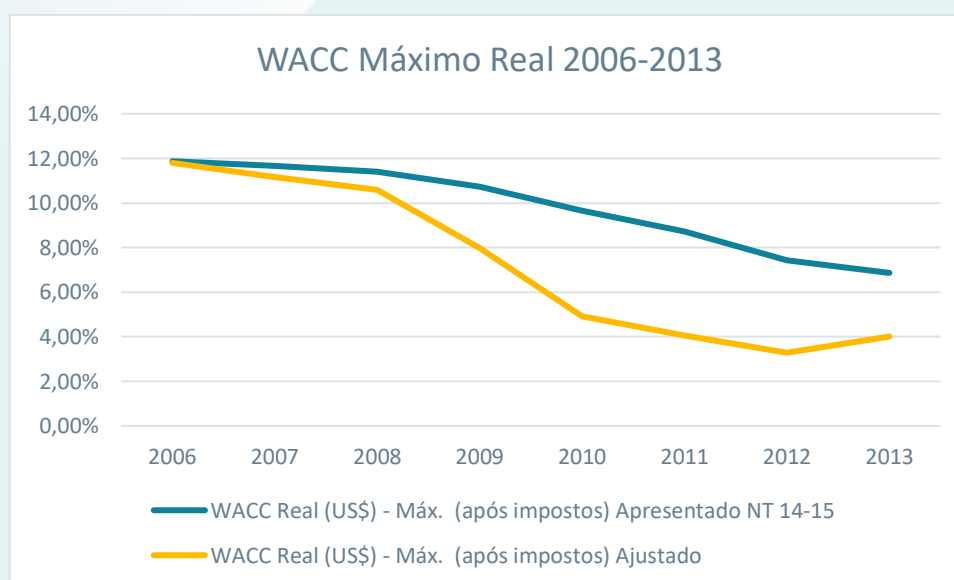
Neste caso, a diferença entre a metodologia com média de 10 anos, apresenta o seguinte resultado, indicando BRA igual a “zero”:

¹ “O prêmio de risco de mercado dos Estados Unidos tem apresentado uma variação significativa no passado recente. Dessa forma, utilizar uma série histórica de curto prazo não é aconselhável. Por outro lado, a utilização de uma série muito longa atenua os impactos recentes da conjuntura do mercado acionário dos Estados Unidos. Segundo Wright, Mason e Miles (2003), ao avaliar médias históricas, tanto do prêmio de risco quanto da taxa livre de risco, é importante tratá-las de maneira consistente. Ainda segundo os autores, são comuns argumentos de que o prêmio de risco histórico sobreestima o verdadeiro prêmio de risco ao passo que subestima a taxa livre de risco em função do impacto de choques assimétricos. Períodos díspares entre essas duas variáveis podem viesar o resultado. O exemplo utilizado pelos autores para ilustrar esse tipo de equívoco refere-se ao trabalho de Giles e Butterworth (2002), em nome da T-Mobile, que baseava o prêmio de risco em uma série muito longa e a taxa livre de risco em uma série muito curta. Isso acabava inflando o resultado. Portanto, neste trabalho optamos por adotar um intervalo similar ao utilizado para o cálculo da taxa livre de risco. O prêmio de risco de mercado estimado equivale a 5,9%.” (pág. 10 e 11).

Cenário RCM (Mil R\$)	Malhas SE	Malhas NE
Apresentado nas NT 14 e 15 da ANP	-83.515	594.987
Prêmio de Risco Camacho (2006) para WACC 2006/2013	-3.601.910	-2.630.384

Fonte: Elaboração própria.

Adotando a correção destes dois itens, temos o seguinte resultado para a taxa WACC no período entre 2006-2013 em comparação com o apresentado na planilha:



Nominalização do WACC: IPCA como Indexador Adequado em Substituição ao IGP-M

As NT14 e NT15/2026 adotam o IGP-M para converter o WACC real regulatório em taxa nominal, por meio da equação de Fisher, justificando essa escolha com dois argumentos: a simetria com as receitas contratuais, também reajustadas pelo IGP-M; e a auditabilidade do índice enquanto variável contratualmente observável. A Calden reconhece a lógica interna desse raciocínio, mas entende que ele não é suficiente para justificar o IGP-M como indexador do custo de capital, e que o IPCA seria tecnicamente mais adequado por razões que a própria prática regulatória da ANP sustenta.

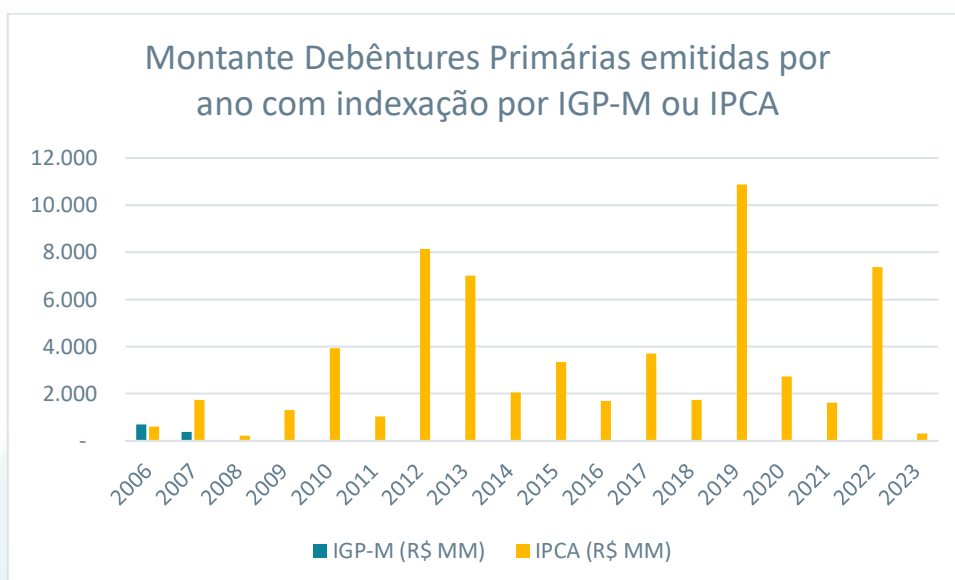
O custo de capital não é uma variável contratual, mas sim uma taxa de retorno exigida pelos investidores para aportar recursos em ativos de infraestrutura. A inadequação do IGP-M como indexador do custo de capital regulatório encontra respaldo direto na teoria financeira e na estrutura do mercado de capitais brasileiro.

O custo de capital regulatório, para ser tecnicamente válido, deve ser ancorado em instrumentos financeiros reais, líquidos e observáveis, que reflitam efetivamente como os investidores precificam e diversificam o risco em determinado ambiente econômico. Essa exigência decorre do princípio central da teoria de finanças de que a taxa de retorno exigida por um investidor racional é aquela que ele pode de fato obter em instrumentos de mercado com perfil de risco equivalente.

No caso brasileiro, o mercado de capitais indexado ao IGP-M deixou de existir como referência relevante precisamente a partir de 2006, quando o Tesouro Nacional encerrou as emissões de Notas do Tesouro Nacional Série C (NTN-C), os únicos títulos públicos federais atrelados ao IGP-M. A ausência de um mercado primário e secundário profundo e líquido de ativos indexados ao IGP-M torna impossível construir, a partir de 2006, uma curva de juros reais em IGP-M que sirva de base para a precificação do risco ou para a diversificação de portfólio, que são condições indispensáveis para que um índice seja considerado um indexador financeiro adequado.

Em contrapartida, o IPCA possui, desde então, uma estrutura completa de instrumentos de mercado: as NTN-Bs constroem uma curva de juros reais com diferentes vencimentos, as debêntures de infraestrutura emitidas sob a Lei nº 12.431/2011 são precificadas em IPCA, e o mercado de derivativos permite que os agentes façam *hedge* de exposições em IPCA com liquidez.

Abaixo pode-se verificar que o a emissão de debêntures no mercado primário, quando indexadas por um índice de inflação, desde 2006 são praticamente indexadas por IPCA, mostrando que desde 2007 não são emitidas debêntures com IGP-M com indexador e elas são menos de 2% do montante total emitido de debentures indexadas.



Fonte: CVM (Elaboração própria).

O impacto dessa mudança afeta o resultado do RCM de forma a indicar a depreciação econômica total dos ativos sem alterara nenhuma outra premissa:

Cenário RCM (Mil R\$)	Malhas SE	Malhas NE
Apresentado nas NT 14 e 15 da ANP	-83.515	594.987
Nominalização utilizando IPCA	-1.972.127	-1.643.095

Fonte: Elaboração própria.

3.2 Base Inicial de Ativos: Definição da BRA inicial e do Método Ross-Heidecke no Contexto do RCM

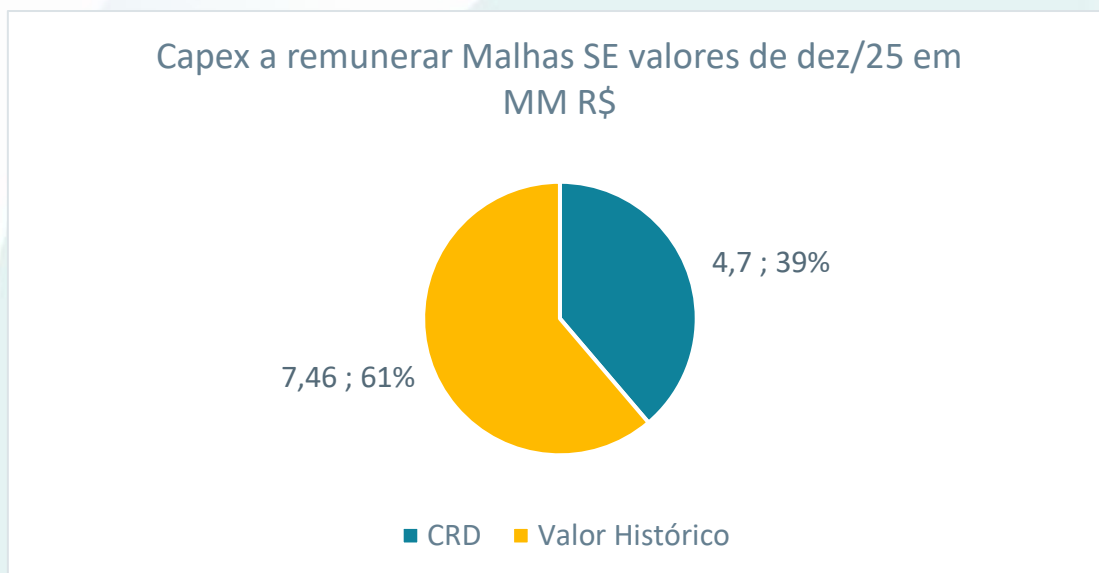
Da definição da base inicial e sua depreciação

A lógica do RCM parte do ponto fundamental de que o capital a ser acompanhado ao longo do fluxo histórico é aquele efetivamente investido pelo operador. Nesse arcabouço, a definição da base inicial de ativos não é uma prerrogativa do regulador, mas uma obrigação de comprovação que recai integralmente sobre o regulado, por ser ele quem detém a memória técnica e financeira dos investimentos realizados e quem deve demonstrá-los com a documentação disponível.

Entende-se, entretanto que a ANP adota o Custo de Reposição Depreciado (CRD), construído a partir de estimativas de custo de reconstrução do ativo em data-base

de 2005, convertido por taxa de câmbio em 2006 e depreciado por vida útil física, como substituto para o capital historicamente investido, dado a inconsistência das datas apresentadas nos relatórios contábeis e datas de operação dos ativos apresentadas pela ANP.

A título de exemplo, ao utilizarmos os valores e Capex ajustados pelo IGP-M, que está implícito no cálculo da ANP para todas as variáveis, no cálculo que deveria refletir o fluxo de caixa da empresa. Temos a seguinte composição:



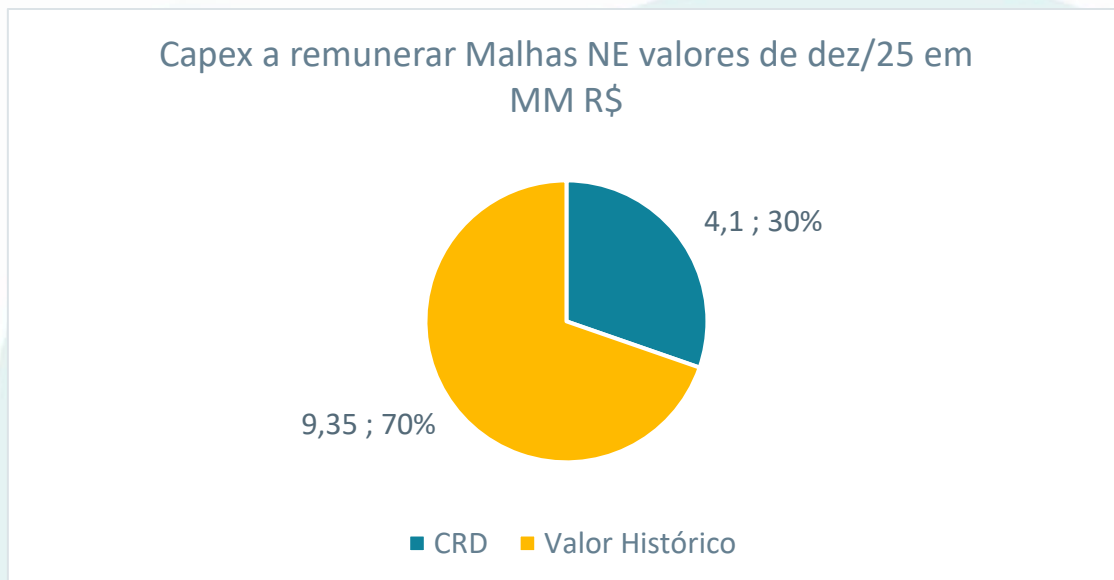
Fonte: Elaboração própria.

A adoção do Custo de Reposição Depreciado (CRD) na forma proposta pela ANP nas Notas Técnicas nº 14 e nº 15 implica que aproximadamente 38% do total da Base Regulatória de Ativos da Malha SE — estimada em R\$ 12,2 bilhões a valores de janeiro de 2026 — seria determinada por R\$ 4,7 bilhões apurados mediante estimativa de reposição.

Nesse mesmo cálculo, observa-se uma assimetria metodológica relevante: a ANP excluiu R\$ 1,9 bilhão referente ao Sustaining CAPEX realizado pelas Transportadoras e, em contrapartida, incorporou R\$ 4,4 bilhões a título de valor de reposição dos ativos de base. O efeito líquido dessa operação é uma adição de aproximadamente R\$ 2,5 bilhões à base de ativos sem correspondência no registro contábil das Transportadoras, o que suscita preocupação quanto à rastreabilidade e à verificabilidade do valor assim constituído.

Esse aspecto ganha relevância adicional quando se considera que os valores substituídos pelo CRD se tornam maiores que o custo histórico defendido pelas próprias transportadoras.

Replicando o mesmo cálculo a valores de dez/25 para os ativos do Malhas NE, temos os seguintes resultados.



Fonte: Elaboração própria.

Situação análoga verifica-se no Contrato Malhas NE, analisado na Nota Técnica nº 15. A adoção do CRD na forma proposta implica que aproximadamente 30% do total da Base Regulatória de Ativos — estimada em R\$ 13,4 bilhões a valores de janeiro de 2026 — seria determinada por R\$ 4,1 bilhões apurados mediante estimativa de reposição.

Nesse mesmo cálculo, repete-se a mesma assimetria metodológica já identificada para a Malha SE: a ANP excluiu R\$ 1,2 bilhão referente ao Sustaining CAPEX realizado pela TAG e, em contrapartida, incorporou R\$ 1,7 bilhão a título de valor de reposição dos ativos de base. O efeito líquido é uma adição de aproximadamente R\$ 0,6 bilhão à base de ativos sem correspondência no registro contábil da Transportadora, comprometendo igualmente a rastreabilidade e a verificabilidade do valor assim constituído.

A abordagem metodologicamente mais adequada, seria utilizar o valor contábil apresentado pelas próprias transportadoras como ponto de partida do fluxo.

Contudo, reforça-se o entendimento pelo CRD, como segunda melhor opção. Essa decisão, entretanto, exige que sejam aprofundadas a avaliação também de outras premissas utilizadas para definição da BRA pelo RCM.

Viés Estrutural do CRD como Ponto de Partida do RCM — Demonstração com Dados da EIA

Uma das questões discutíveis sobre a utilização do CRD como insumo do RCM reside na sensibilidade do cálculo à escolha da janela temporal e da taxa de câmbio utilizadas para a estimação do custo de reposição. Para ilustrar esse ponto, replicou-se o cálculo da ANP com a mesma base de dados da EIA (*Historical Natural Gas Pipeline Projects*), mas utilizando os projetos concluídos entre 1996 e 1998 — primeiros anos disponíveis no banco — em vez do triênio 2004–2006 adotado pela Agência. O resultado revela dois vieses sistemáticos, independentes entre si, que convergem para a superestimação do CAPEX inicial no RCM.

Viés 1 — Período Amostral: custo de construção por metropol

A tabela abaixo apresenta os custos unitários (US\$/m·pol) obtidos com os dados de 1996–1998, segmentados por faixa de diâmetro:

Cálculo Calden Utilizando 1996-1998 da EIA

Cat.	Faixa de Diâmetro	N.º (n)	Extensão Total (km)	Custo Total Agreg. (US\$ MM)	US\$/m pol (Média Pond.)
I	≤ 10"	6	142	28,7	30,00
II	12" – 20"	20	890	252,5	24,24
III	22" – 30"	20	2.118	1.335,27	31,57

Fonte: Elaboração própria.

Aplicando esses custos a dois gasodutos construídos na mesma época — o GASBEL I (Reduc–Regap) e o GASDUC II (Tecab–Reduc), ambos com início de operação em 1996 —, o VRN calculado seria 46% menor do que o estimado pela ANP com os dados de 2004–2006:

Ativo / Gasoduto	Ano de Operação	Ext. (km)	Diâm. (pol)	Cat.	US\$/m pol Pond.	VRN ANP (US\$MM)	US\$/m pol EIA 1996 - 1998	VRN (US\$MM) 1996-1998	Diferença
Reduc-Regap (GASBEL I)	1996	357,0	16	II	44,81	255,95	24,24	138,48	-46%
Tecab-Reduc (GASDUC II)	1996	182,1	20	II	44,81	163,20	24,24	88,30	-46%
						419,15		226,78	-46%

Fonte: Elaboração própria.

Esse resultado não é acidental. O próprio texto metodológico da ANP (NT nº 14) reconhece que o ano de 2006 foi marcado por uma escalada no custo do aço tubular. Ao centrar a janela amostral nesse período atípico, o benchmark de metropol fica estruturalmente inflado em relação às condições que prevaleciam quando os ativos foram efetivamente construídos — precisamente o período que o RCM precisa representar.

Viés 2 — Taxa de Câmbio: conversão de US\$ para R\$

O segundo viés decorre da escolha da taxa de câmbio para converter o VRN de dólares para reais. A ANP utilizou a média de 2005 de R\$ 2,4344/ USD, o impacto desse descompasso é expressivo:

Ativo / Gasoduto	Ano de Operação	VNR ANP (R\$ MM)	Câmbio à época (R/ US)	VRN com câmbio e custo histórico (R\$ MM)	Diferença
Reduc-Regap (GASBEL I)	1996	623,1	1,0042	139,1	-78%
Tecab-Reduc (GASDUC II)	1996	397,3	1,0042	88,7	-78%
		1.020,38		227,74	-78%

Fonte: Elaboração própria.

Implicação para o RCM

A combinação dos dois vieses revela um problema estrutural: ao utilizar o CRD como CAPEX inicial do RCM, transfere-se para o primeiro ano do cálculo toda a variação cambial e de custos de construção ocorrida entre a data de ativação do ativo e a data-base da avaliação. O RCM, por ser um método de rastreamento de fluxos nominais ao longo do tempo, torna-se sensível ao ponto de partida da base de capital — e um ponto de partida inflado produz um saldo residual artificialmente elevado ao final do período contratual.

Caso a Agência entenda necessário manter a utilização do CRD, o critério tecnicamente adequado seria utilizar o VRN calculado com os dados da EIA correspondentes ao **período de construção de cada ativo (ou o mais antigo disponível)** e a **taxa de câmbio vigente à época de sua ativação (ou o mais antigo disponível)**. Essa abordagem mitigaria à importação de variações de preço e câmbio que nada dizem sobre o capital efetivamente investido.

Neste caso, foi feito uma análise de sensibilidade, se apenas para os ativos de antes de 1996 utiliza-se os parâmetros definidos na análise com valor de 24,24 USD/metropol e a taxa de câmbio de 1996 o resultado do RCM seria de:

Cenário RCM (Mil R\$)	Malhas SE	Malhas NE
Apresentado nas NT 14 e 15 da ANP	-83.515	594.987
EIA 1996-1998 para ativos de antes de 1998	-8.060.610	-2.922.965

Fonte: Elaboração própria.

A depreciação contábil linear é o critério adequado para a base inicial do RCM

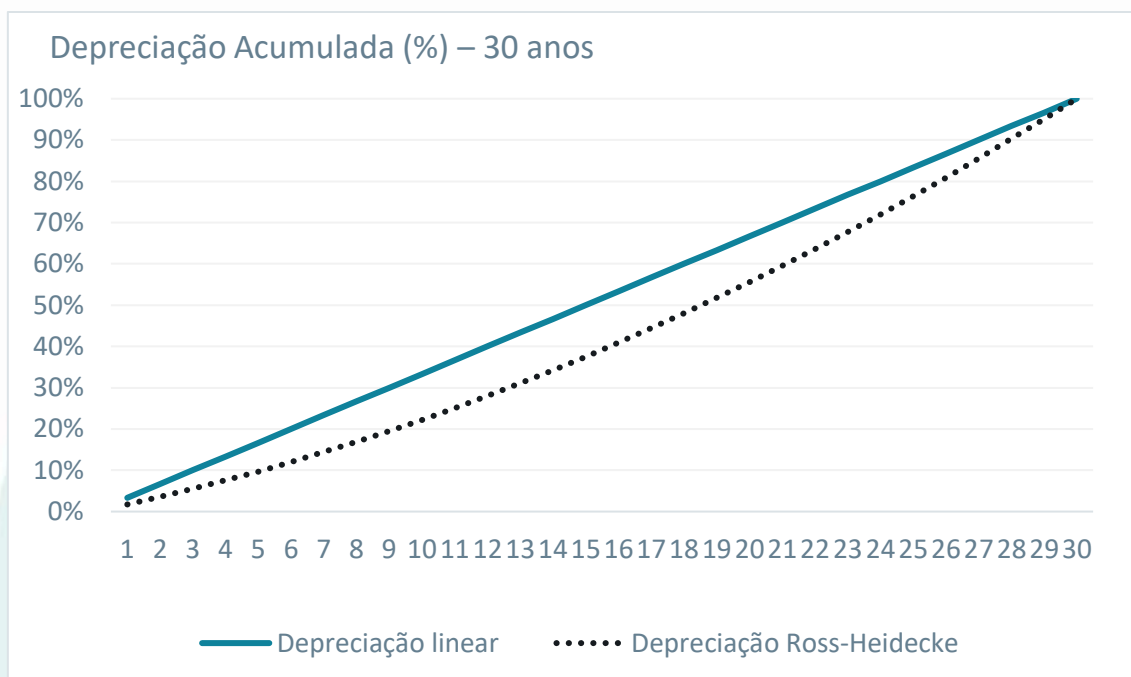
Seguindo pela utilização do CRD, devemos aprofundar a avaliação do método de depreciação utilizado para cálculo do fluxo. No caso, em substituição ao método Ross-Heidecke, a depreciação contábil linear é o critério que melhor se adequa às especificidades dos ativos das Malhas SE e NE no contexto do RCM.

Primeiro, esses ativos operaram durante toda a vigência dos contratos legados sob um regime de remuneração garantida a 100% de capacidade contratada, o que significa que a lógica econômica subjacente ao próprio contrato já reconhecia implicitamente a recuperação gradual do capital investido de forma linear ao longo da vida útil contratual, sem qualquer ajuste por condição física.

Segundo, e mais decisivamente, a ANP não dispõe de laudos técnicos de inspeção, relatórios de condição ou qualquer outra evidência documental que lhe permita avaliar o estado físico real de cada gasoduto da malha de forma individualizada.

A metodologia Ross-Heideck tem, em sua concepção, a possibilidade de verificação por inspeção visual e estado geral de conservação, como edificações, mas essa premissa não é aplicável à gasodutos enterrados. Ross-Heidecke tem

como premissa a depreciação como avaliação subjetiva do estado aparente do ativo, enquanto isso a depreciação de gasodutos depende de medições técnicas objetivas, como taxa de corrosão, perda de espessura e vida útil operacional.



Fonte: Elaboração própria.

Assim, na ausência de informação técnica verificável sobre a condição física dos ativos, o princípio regulatório da prudência impõe ao regulador a adoção do critério mais conservador e verificável disponível, que é precisamente o valor depreciado linearmente.

Essa escolha afeta o resultado do RCM diretamente, uma vez que altera o início do fluxo de caixa, e dessa forma, deixa uma diferença considerável:

Cenário RCM (Mil R\$)	Malhas SE	Malhas NE
Apresentado nas NT 14 e 15 da ANP	-83.515	594.987
Depreciação Linear	-3.480.038	-1.739.904

Fonte: Elaboração própria.

3.3 Tratamento Tributário na NT15: Aplicação da Alíquota Reduzida de IRPJ pela Abrangência da SUDENE

Um princípio metodológico central do RCM é que o fluxo histórico deve ser reconstituído com os valores efetivamente incorridos pelo operador em cada exercício, e não com parâmetros normativos genéricos que não reflitam a realidade econômica do ativo. Esse princípio aplica-se com particular relevância ao componente tributário, devendo os impostos a serem deduzidos do fluxo aqueles efetivamente pagos pela empresa na operação do ativo ao longo do período contratual, apurados segundo a legislação aplicável e as características específicas do empreendimento.

Utilizar a alíquota padrão de 34% de IRPJ e CSLL quando o operador, por força de lei, recolheu sistematicamente uma carga tributária significativamente inferior equivale a distorcer o fluxo de caixa histórico reconstruído, comprometendo a premissa fundamental de que o RCM espelha a realidade econômica efetiva. Esse mesmo princípio é aplicado pela ANEEL em seus processos de revisão tarifária que ao calcular o WACC regulatório e as parcelas de tributos nas tarifas de transmissão e distribuição de energia elétrica para concessionárias localizadas nas áreas de atuação da SUDENE e SUDAM, adota a alíquota efetiva de IRPJ resultante da redução de 75% prevista na legislação de desenvolvimento regional, reconhecendo que o custo tributário real da empresa é o parâmetro correto para fins de formação de tarifa. Trata-se de prática regulatória consolidada no Brasil que a ANP deve igualmente observar no cálculo do RCM da Malha Nordeste.

O Contrato Malhas Nordeste tem como ativo dominante o gasoduto Catu-Pilar, cujo trecho Catu-Itaporanga — com 195,95 km e valor de reposição de aproximadamente R\$ 4,2 bilhões — representa sozinho cerca de 30% do valor total da Malha Nordeste. Tanto Catu (BA) quanto Itaporanga (SE) localizam-se inequivocamente dentro da área de atuação da SUDENE. A atividade incentivada objeto da redução do IRPJ, conforme laudos constitutivos expedidos pela SUDENE em favor da TAG, abrange expressamente "a exploração do transporte de gás natural através de gasodutos e a disponibilidade da capacidade instalada da malha de gasodutos" — exatamente o objeto do contrato legado. A validade e a extensão desse benefício foram objeto de análise pelo Conselho Administrativo de Recursos Fiscais no processo nº 16682.720818/2023-55, referente ao ano-calendário

de 2018. Embora o caso concreto julgado pelo CARF tratasse do gasoduto Pilar-Ipojuca, o Acórdão nº 1202-002.342, proferido por unanimidade em 24 de fevereiro de 2026, fixou com clareza o critério determinante para o reconhecimento do benefício de que a receita é incentivada quando tem como Ponto de Recepção do gás um estabelecimento localizado dentro da área de atuação da SUDENE.

O próprio acórdão registra que as receitas originadas no estabelecimento de Ipojuca/PE, situado fora da área incentivada, são atribuídas ao Contrato Malhas NE via GASALP, e que tais receitas não foram objeto de cômputo no incentivo fiscal. Isso, por contraste, reforça que as receitas dos gasodutos cujos pontos de entrada se localizam dentro da área da SUDENE, como é o caso do trecho Catu-Itaporanga e dos demais segmentos da Malha Nordeste predominantemente situados nos estados da Bahia, Sergipe, Alagoas e Rio Grande do Norte, são plenamente elegíveis ao benefício.

A mecânica do benefício produz um resultado tributário preciso e verificável. A redução de 75% incide sobre o IRPJ e seus adicionais não restituíveis; a CSLL permanece à alíquota padrão de 9%, por não ser alcançada pelo benefício regional. O cálculo da alíquota efetiva é demonstrado na tabela a seguir:

Componente tributário	Alíquota padrão	Efeito SUDENE (redução 75%)	Alíquota efetiva
IRPJ — alíquota base	15,00%	– 11,25%	3,75%
IRPJ — adicional	10,00%	– 7,50%	2,50%
IRPJ total	25,00%	– 18,75%	6,25%
CSLL	9,00%	Sem redução	9,00%
Carga tributária total efetiva	34,00%		15,25%

Fonte: Legislação do benefício SUDENE; Acórdão CARF nº 1202-002.342/2026.

Fonte: Elaboração própria.

A alíquota efetiva aplicável às receitas da Malha Nordeste é, portanto, de 15,25% ao ano, menos da metade da alíquota padrão de 34% implicitamente adotada na NT15. No modelo RCM, a dedução do componente tributário do fluxo histórico é inversamente proporcional ao capital reconhecido como recuperado, ou seja, quanto maior o imposto imputado, menor o resíduo classificado como retorno de capital e, por consequência, maior o saldo residual da BRA.

Assim, a correção para 15,25%, alíquota efetiva sustentada pelos laudos constitutivos da TAG, confirmada nos princípios estabelecidos pelo CARF e consistente com a prática regulatória da ANEEL, produziria um resultado do RCM fiel à trajetória econômica e tributária efetivamente vivenciada pela TAG ao longo da vigência do Contrato Malhas Nordeste.

Neste caso, o efeito do cálculo do RCM no Malhas NE, ajustando tanto a taxa WACC como o pagamento de IRPJ\CSLL para este conjunto de ativos é apresentado abaixo:

Cenário RCM (Mil R\$)	Malhas NE
Apresentado na NT 15 da ANP	594.987
Efeito SUDENE ajustando imposto e taxa WACC	-5.806.040

4 CONCLUSÃO

As Notas Técnicas nº 14 e nº 15/2026 representam um marco no processo de regulação econômica do transporte de gás natural no Brasil. Ao adotar o RCM como método de valoração da BRA dos contratos legados Malhas Sudeste e Malhas Nordeste, a ANP respondeu com rigor técnico ao desafio singular de inaugurar o regime regulado de building blocks para ativos que operaram por mais de duas décadas sob condições econômicas estruturalmente distintas. A decisão converge com o posicionamento que a própria ANP já havia adotado em 2002: a Nota Técnica nº 054/2002-SCG, ao descrever a metodologia de cálculo das tarifas de transporte de gás natural, deixou expresso que os contratos legados foram estruturados para recuperar o investimento no âmbito do próprio contrato, devendo o valor residual ao seu término ser zerado ou explicitamente justificado. As planilhas de memória de cálculo dos contratos legados corroboram precisamente esse entendimento: indicam CAPEX depreciado de 97,20% para a Malha Sudeste e de 97,30% para a Malha Nordeste, com BRAs residuais de R\$ 379 milhões e R\$ 346 milhões, respectivamente, sobre bases acumuladas em torno de R\$ 13,5 bilhões em cada malha.

Esse resultado alcança ainda maior relevância pelo fato de ser obtido de forma independente por dois métodos analíticos estruturalmente distintos. O RCM das NT14 e NT15 reconstrói o fluxo histórico de recuperação de capital a partir de receitas, custos, tributos e custo de capital incorridos ao longo do período contratual. As planilhas dos contratos legados, por sua vez, chegam ao mesmo patamar por meio da própria lógica contratual de amortização. A convergência de ~97% de depreciação econômica a partir de premissas e fontes de dados independentes não é coincidência: é a demonstração objetiva de que a conclusão das NT14 e NT15 reflete a realidade econômica efetiva desses ativos.

Essa dupla ancoragem — no posicionamento histórico da própria ANP e na convergência metodológica independente — confere à decisão das NT14 e NT15 uma base de legitimidade técnica e regulatória que supera qualquer questionamento de inovação ou incerteza metodológica. O RCM não está inventando uma nova realidade: está confirmando o que já estava implícito no design dos contratos originais e no registro contábil das transportadoras.

A defesa do RCM tampouco se apoia em preferência metodológica abstrata. Ele responde simultaneamente a duas premissas que a boa regulação econômica de transição exige satisfazer: não gerar superrecuperação de capital para os incumbentes, vedando os windfall gains decorrentes da transição para o regime regulado; e não gerar subrecuperação de capital, vedando a expropriação regulatória legítima de investimento ainda não amortizado. Nenhum outro método disponível satisfaz essas duas condições de forma simultânea e verificável. O CRN e o CHCI aplicados sem ajuste retroativo geram superrecuperação estrutural para ativos cujo capital foi amplamente recuperado sob regime de garantia de receita. O abandono de qualquer base geraria subrecuperação inaceitável caso houvesse capital genuinamente não recuperado. O RCM — precisamente porque reconstrói o que efetivamente ocorreu — é o único parâmetro socialmente ótimo para o momento de transição.

Os três pontos de ajuste identificados por esta consultoria — adequação do WACC à metodologia da NT nº 027/2006-SCM com substituição do IGP-M pelo IPCA; pelo menos reavaliação da quantificação da malha antiga (pré 2005), em especial quanto ao critério de depreciação adotado; e reconhecimento da alíquota efetiva de IRPJ do benefício SUDENE na NT15 — não alteram essa conclusão estrutural. O que asseguram é que o cálculo reflita com maior fidelidade a realidade econômica vivenciada pelas transportadoras, evitando que desvios paramétricos produzam resultados sistematicamente enviesados em qualquer direção.

A BRA que a ANP agora define para os contratos legados constituirá o ponto de partida de todas as revisões tarifárias subsequentes desses ativos. Caso seja adotado o Custo de Reposição Depreciado apresentado na CP 03/2026, os efeitos financeiros dessa decisão sobre o mercado de gás natural se projetam por mais de uma década. A componente de remuneração e depreciação da BRA da Malha Sudeste representa R\$ 582 milhões anuais em receita regulada, cujo impacto acumulado até 2038 ultrapassa R\$ 5,6 bilhões. Para a Malha Nordeste, essa componente corresponde a R\$ 558 milhões anuais, com impacto acumulado superior a R\$ 6 bilhões no mesmo período. Conjuntamente, as duas malhas representam mais de R\$ 11 bilhões em pagamentos tarifários associados à BRA ao longo dos próximos doze anos — valores que apenas se justificam regulatoriamente

se houver capital efetivamente não recuperado a ser remunerado, o que a análise convergente dos dois métodos independentes demonstra não ser o caso.

A dimensão desse impacto adquire contornos ainda mais nítidos quando confrontada com as necessidades de expansão da infraestrutura de transporte de gás no Brasil identificadas pelo Plano Indicativo de Gasodutos. Projetos estratégicos indicados nas edições de 2019 a 2022 do PIG — como o gasoduto Presidente Kennedy/ES–São Brás do Suaçuí/MG (R\$ 4,5 bilhões), Linhares/ES–Governador Valadares/MG (R\$ 3,8 bilhões), o corredor Siderópolis/SC–Porto Alegre/RS (R\$ 2,4 bilhões), o Terminal Imbituba/SC–GASBOL (R\$ 1,5 bilhões), o gasoduto São João da Barra/RJ–Macaé/RJ (R\$ 1,9 bilhão) e vários projetos de conexão portuária na faixa de R\$ 400 a R\$ 900 milhões — representam, individualmente ou em combinação, investimentos comparáveis ou inferiores ao custo tarifário de uma BRA inflada para ativos já economicamente amortizados. A escolha metodológica da BRA de abertura não é, portanto, uma questão de preferência técnica interna ao processo regulatório: é uma decisão com consequências diretas para o sinal econômico que orientará a expansão da malha nacional de transporte de gás, cuja viabilidade depende de um ambiente tarifário que remunere novos investimentos sem ser artificialmente onerado pela dupla remuneração de capital historicamente recuperado.

A Calden permanece à disposição da ANP e dos demais participantes do processo para o aprofundamento técnico de quaisquer dos pontos aqui desenvolvidos e, em especial, para a discussão quantitativa dos impactos dos ajustes propostos sobre os valores finais da BRA de abertura das Malhas Sudeste e Malhas Nordeste.

Por fim, mais uma vez ressaltamos que este é um trabalho que espelha as informações disponibilizadas e não disponibilizadas até a presente data, ou seja, poderá ser adaptado pela CALDEN ou diretamente pela ANP conforme mais dados sejam disponibilizados nos processos de consulta pública.

5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Literatura Acadêmica

BOLT, C. The role of the Office of Fair Trading and the Competition Commission in establishing common regulatory practices. **Utilities Policy**, v. 12, p. 83–86, 2004.

MENEZES, F. M. Consistent regulation of infrastructure businesses: some economic issues. **Economic Papers**, v. 28, n. 1, p. 1–9, 2009.

MENEZES, F. M.; ROESSLER, C. Good and bad consistency in regulatory decisions. **The Economic Record**, v. 86, n. 275, p. 503–516, 2010.

ROCHA, K.; CAMACHO, F.; FIUZA, G. Custo de capital das concessionárias de distribuição de energia elétrica no processo de revisão tarifária 2007–2009. Rio de Janeiro: IPEA, 2006. (Texto para Discussão, n. 1.174).

Normas e Atos Regulatórios – Brasil

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Nota Técnica nº 054/2002-SCG**: descrição da metodologia de cálculo das tarifas de transporte de gás natural. Rio de Janeiro: ANP, 18 set. 2002.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Nota Técnica nº 027/2006-SCM**: metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital aplicável à atividade de transporte de gás natural no Brasil. Rio de Janeiro: ANP, 8 nov. 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Metodologia de cálculo do WACC** (Anexo 0 à revisão tarifária). Rio de Janeiro: ANP, 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Resolução ANP nº 991**, de 2 de janeiro de 2026. Estabelece as diretrizes para a revisão tarifária do transporte de gás natural. Rio de Janeiro: ANP, 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ**: fundamentos legais, base teórica e referenciais metodológicos aplicáveis à valoração da Base Regulatória de Ativos e dos custos operacionais do serviço de transporte de gás natural. Rio de Janeiro: ANP, 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Nota Técnica nº 14/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ**: análise referente à NTS — valoração da Base Regulatória de Ativos, Plano de Investimentos e custos operacionais — Contrato Malhas Sudeste. Rio de Janeiro: ANP, 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Nota Técnica nº 15/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ**: análise referente à TAG — valoração da

Base Regulatória de Ativos, Plano de Investimentos e custos operacionais — Contrato Malhas Nordeste. Rio de Janeiro: ANP, 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica EPE/DPG/SPG/02/2025**: Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2024. Brasília: EPE/Ministério de Minas e Energia, fev. 2025.

Legislação

BRASIL. **Lei nº 9.478**, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo e institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo. Brasília, DF: Presidência da República, 1997.

BRASIL. **Lei nº 11.909**, de 4 de março de 2009. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural. Brasília, DF: Presidência da República, 2009.

BRASIL. **Lei nº 12.431**, de 24 de junho de 2011. Dispõe sobre a incidência do imposto sobre a renda nas operações que especifica e altera as Leis nº 11.478/2007 e 11.196/2005. Brasília, DF: Presidência da República, 2011.

BRASIL. **Lei nº 14.134**, de 8 de abril de 2021. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal. Brasília, DF: Presidência da República, 2021.

Decisões Administrativas

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE RECURSOS FISCAIS. **Acórdão nº 1202-002.342**. 1ª Seção/2ª Câmara/2ª Turma Ordinária. Processo nº 16682.720818/2023-55. Julgado em 24 fev. 2026.

Regulação Internacional – Austrália

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. **Non-scheme pipeline — financial reporting guideline**. Melbourne: AER, 2018.

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. **Pipeline information disclosure guidelines and price reporting guidelines for Part 18A facilities: explanatory note**. Melbourne: AER, out. 2023.

BRATTLE GROUP. **Financial information disclosed by gas pipelines in Australia**. Boston: The Brattle Group, 2018.

Contribuições Anteriores da Calden

CALDEN. **Nota técnica — contribuição à Consulta Pública ANP nº 08/2025:** análise dos custos operacionais (OPEX) das transportadoras de gás natural TAG, NTS e TBG. Niterói: Calden, out. 2025.

CALDEN. **Nota técnica — contribuição à Consulta Pública ANP nº 03/2026:** análise da base de remuneração dos ativos dos contratos legados de transporte firme — aplicação do Recovered Capital Method (RCM) às Malhas Sudeste e Nordeste. Niterói: Calden, 3 abr. 2026.

Base de Dados

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **Historical natural gas pipeline projects.** Washington, D.C.: EIA. Disponível em: <https://www.eia.gov>. Acesso em: 2026.

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS (CVM). Dados abertos. Disponível em: <https://dados.cvm.gov.br/dataset/>. Acesso em: 2026.

Equipe Responsável:

Frederico Flister

Fernando Zaquine



Calden Argentina
Padre Mariani, Esq.
Tablada PD 17
Villa Allende, Córdoba
+ 54 351 7000 717

Calden Brasil
Rua Nilo Peçanha 80,
Sala 606
Niterói, RJ
+ 55 21 3005 3037

Calden Peru
Av. La Mar 750, Of.
508
Miraflores, Lima
+ 511

Calden España
Av. Maestro Rodrigo
88
Valencia, España
+ 34 664 89 68 15

caldenconsultoria.com