



Contribuição Consulta Públicas 03/2026

Análise da Base de Remuneração dos Ativos dos Contratos Legados de Transporte Firme

03 de abril de 2026

Sumário

1	Introdução	3
2	Considerações a respeito das NOTAS TÉCNICAS Nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP, Nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP e Nº 8/2026/SIM-CTR/SIM/ANP	4
3	Validade do Recovered Capital Method (RCM) nos Contratos Malhas SE e NE 8	
4	Estimação dos RCM para Malhas NE e Malhas SE	11
4.1	Fórmula de Cálculo do RCM e variáveis a serem determinadas.....	11
4.2	Estimativa da Receita Líquida	12
4.3	Estimativa do OPEX.....	14
4.4	Estimativa do Imposto	15
4.5	Estimativa da taxa de remuneração ou custo de oportunidade	16
4.6	Estimativa do CAPEX e custo de construção	17
4.7	Cálculo do RCM Malhas SE.....	19
4.8	Cálculo do RCM Malhas NE.....	21
5	Sensibilidade com variáveis alternativas	23
6	CONCLUSÃO	26

1 Introdução

A adequação das condições econômicas do acesso aos ativos controlados pela TAG e pela NTS para o regime de revisões tarifárias periódicas sob a égide da Resolução ANP nº 991/2026, impõe à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) o desafio de arbitrar o valor da Base Regulatória de Ativos (BRA) remanescente dos contratos legados Malhas Sudeste (SE) e Malhas Nordeste (NE), de modo a alcançar a remuneração adequada ao titular das instalações, conforme preconiza o art. 58 da Lei nº 9.478/97, entre outros dispositivos.

Trata-se de um momento fundamental: a evolução de um ambiente de contratação denominada pela ANP como bilateral para recepcionar um modelo de building blocks que exige uma calibração do valor ainda não recuperado dos ativos, sob o risco de cristalizar ineficiências históricas e comprometer a competitividade e desenvolvimento do setor.

Neste contexto, a valoração da BRA não pode ser reduzida a um exercício de contabilidade histórica linear. É imperativo adotar uma lente de "depreciação econômica real", que identifique o montante de capital efetivamente recuperado pelos transportadores ao longo do período anterior a revisão tarifária. Para tal, o Recovered Capital Method (RCM) apresenta-se como uma ferramenta técnica adequada e robusta e que atende ao disposto no Inciso IV do Art.7 da RAMP 991/2026, considerando ser este o único método que se demonstra a recuperação econômica ocorrida por meio de tarifas.

Ao contrário de métodos puramente prospectivos ou baseados em custos de reposição, o RCM reconstrói o saldo devedor do ativo a partir da análise dos fluxos de caixa históricos, garantindo que a remuneração futura no regime regulado incida apenas sobre a parcela de capital que ainda não foi recuperada pelas receitas auferidas no regime anterior.

A aplicação do RCM nas Malhas SE e NE é fundamental para mitigar a assimetria informacional inerente a contratos de longa data. Embora a obrigação primária de fornecer as informações necessárias para o cálculo recaia sobre os transportadores — detentores da memória técnica e financeira dos ativos —, a prática regulatória internacional, notadamente a do Australian Energy Regulator (AER), chancela a validade do uso de estimativas prudentes e regras de rateio e de estimação quando os dados históricos são fragmentários. A previsão metodológica da estimação de variáveis como OPEX histórico, WACC de oportunidade e receitas não documentadas a partir dos dados disponíveis é o que viabiliza o RCM como um instrumento de equidade, impedindo que a ausência ou a incompletude de registros perfeitos sirva de escudo para a manutenção de bases de ativos superestimadas.

Esta Nota Técnica visa demonstrar que o RCM é o mecanismo de salvaguarda indispensável para evitar a duplicidade de remuneração (double dipping) e assegurar que as condições econômicas originais dos contratos legados sejam respeitadas, sem transferir ônus indevidos aos usuários do sistema de transporte e sem prejudicar o resultado já auferido pelas condições anteriores as revisões tarifárias.

2 Considerações a respeito das NOTAS TÉCNICAS Nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP, Nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP e Nº 8/2026/SIM-CTR/SIM/ANP

A valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) constitui o cerne da regulação econômica por incentivos, representando o montante de capital prudente e necessário investido pelos agentes para a prestação do serviço. Este estoque de capital, ao ser ponderado pelo Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), define a remuneração justa dos acionistas e credores. No segmento de transporte de gás natural — setor caracterizado por elevada intensidade de capital e ativos com longos ciclos de vida útil — a BRA é o principal determinante da Receita Máxima Permitida (RMP) e, conseqüentemente, da modicidade tarifária.

A **Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP** reconhece a aplicabilidade do **Recovered Capital Method (RCM)** como paradigma de avaliação para ativos originados em ambientes de fixação de tarifas passadas como no regime de contratos legados. Segundo o regulador:

“O método permite identificar, de forma transparente, quanto do investimento inicial já foi efetivamente devolvido ao investidor e qual parcela permanece pendente de recuperação. Essa característica torna o RCM particularmente útil para:

- *avaliações de transição regulatória;*
- *verificação de consistência intertemporal da remuneração;*
- *análise de eventuais retornos excessivos ou insuficientes;*
- **mitigação de riscos de dupla remuneração”**

(NT Nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP – pág.6)- grifo nosso

O aspecto de se evitar a dupla remuneração de capital é igualmente reforçado na mencionada Nota Técnica:

“A prevenção de dupla remuneração de capital constitui princípio estruturante da valoração da BRA e assume especial relevância à luz da Resolução ANP nº 991/2026. A dupla remuneração ocorre quando o mesmo investimento é remunerado mais de uma vez, seja de forma explícita — por exemplo, pela reintrodução na base remunerável de ativo já integralmente amortizado ou recuperado —, seja de forma implícita, mediante reavaliações não neutralizadas que reconheçam simultaneamente valor histórico e valor corrente sem os devidos ajustes compensatórios. Em termos econômicos, tal ocorrência pode elevar indevidamente a Receita Máxima Permitida, distorcer a alocação intergeracional de custos, desalinhar o regime tarifário do princípio da modicidade tarifária e comprometer a credibilidade regulatória.”

(NT Nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP – pág.7)

Dentro do arcabouço da Resolução ANP nº 991/2026, depreende-se que o RCM é o melhor método tecnicamente aderente para a valoração dos ativos remanescentes das **Malhas NE e SE**, cujos contratos de 20 anos operaram sob uma lógica de recuperação de capital distinta do modelo de blocos de construção (*building blocks*).

Contudo, observa-se uma inconsistência metodológica entre o arcabouço da Resolução ANP nº 991/2026 e as **Notas Técnicas nº 7 e 8/2026**. Nestes documentos, o regulador, em razão de incompletude de informações das transportadoras, indica nas referidas Notas Técnicas cálculos consubstanciados pela metodologia de **Valor de Reposição**. Ocorre que o cálculo se baliza em estimativas fornecidas pelas próprias transportadoras. Essa abordagem suscita preocupações quanto à assimetria informacional e à prudência regulatória. Embora a obrigação de prestar informações recaia sobre os transportadores, a própria **Australian Energy Regulator (AER)** estabelece que o uso de **estimativas e regras de rateio** é perfeitamente válido e necessário para garantir a integridade do cálculo do RCM em ativos legados, quando os dados históricos são incompletos ou insuficientemente detalhados, o que se permite valorar a BRA.

A fragilidade da aplicação do Valor de Reposição é claramente observável ao se analisar com mais detalhes a base de dados utilizada nas Notas Técnicas 7 e 8. Evidenciada pela adoção do **GASIG** como *benchmark* de custo unitário (metropol). Ressalta-se que este gasoduto é um ativo de excepcionalidade técnica: uma obra de curtíssima extensão (11 km) e elevado diâmetro, destinada a conexão de uma fonte supridora à rede da NTS. Utilizar um projeto com tais características de escala e complexidade como parâmetro de base para gasodutos de transporte de longa distância resulta em distorções graves em custos unitários estimados.

A análise dos dados derivados do **Custo Histórico Corrigido (CHCI)** — base de dados apresentada pela TAG e NTS como preferencial — revela que o valor proposto pelo regulador nas consultas públicas é superior ao valor histórico registrado pelas próprias companhias ainda que a depreciação contábil tenha sido ajustada. Ao confrontarmos o custo por metropol, identifica-se que a referência do GASIG subestima ativos de baixa extensão e superestima significativamente os gasodutos de maior quilometragem. No agregado, essa escolha metodológica do Custo de Reposição Depreciado infla a base histórica e, conseqüentemente, a BRA final.

As tabelas a seguir detalham a variabilidade do metropol a partir do CHCI, demonstrando que a transposição de custos de obras pontuais para a malha sistêmica ignora economias de escala e de escopo.

Informações CHCI do Malhas SE

Gasoduto	Diâmetro Nominal	Extensão (km)	CHCI Jan/2026 (mil BRL)	Metropol em R\$/m
GASAN	12	20,5	116.404	473
GASBEL	16	356	187.384	33
GASPAL	22	328	794.254	110
GASCAR	28	456	7.507.177	588
GASVOL	22	95	205.911	99
Ramal Campos Elíseos-Anel de Gás 16"	16	2,5	296.826	7.421
Ramal Campos Elíseos-Anel de Gás 20"	20	2,4	100.582	2.095
TOTAL			9.208.538	328

Fonte: NTS – valores atualizados elaboração própria

Informações CHCI do Malhas NE

Gasoduto	Diâmetro Nominal	Extensão (km)	CHCI Jan/2026 (mil BRL)	Metropol em R\$/m
Açu-Serra do Mel (GASMEI)	14	31,22	212.823	487
Atalaia-Itaporanga (GAI)	14	29,34	251.742	613
Candeias-Aratu 12"	12	22,05	394.217	1.490
Candeias-Camaçari (CAN-CAM) 12"	12	37,31	460.504	1.029
Candeias-Camaçari (CAN-CAM) 14"	14	41,9	315.525	538
Catu-Pilar (Trecho Catu-Itaporanga)	26	195,95	4.186.760	822
Catu-Pilar (Trecho Itaporanga-Carmópolis)	26	67,6	560.310	319
Catu-Pilar (Trecho Carmópolis-Pilar)	26	176,38	1.763.435	385
Guamaré-Cabo (NORDESTÃO)	12	424,43	930.379	183
Guamaré-Pecém (GASFOR)	12	383	1.243.784	271
Pilar-Cabo (GASALP)	12	204,51	1.226.315	500
Ramal Aracati	4	6,14	8.531	347
Ramal Atalaia I	14	1,1	74.295	4.824
Ramal Catu 18"	18	1,3	624.722	26.698
Ramal FAFEN-SERGAS	8	21,78	286.234	1.643
Ramal Santa Rita	8	24,7	60.755	307
Ramal Termopernambuco	16	11,07	212.630	1.200
Santiago-Camaçari (SAN-CAM) 14"	14	34,65	199.947	412
Santiago-Camaçari (SAN-CAM) 18"	18	34,72	279.885	448
Sergipe-Bahia (GASEB)	14	224,9	264.125	84
Loop do Nordeste	12	32,16	297.279	770
TOTAL			13.779.901	445

Fonte: TAG – valores atualizados elaboração própria

Sob a óptica da teoria da regulação econômica, a análise do CHCI para as malhas SE e NE impõe uma reflexão crítica sobre o **Teste de Prudência (Prudency Test)**. Historicamente, o planejamento e a construção desses gasodutos foram pautados pelas projeções de demanda e necessidades operacionais de um agente incumbente único, operando em um ambiente de integração vertical. Tal cenário prescindiu do escrutínio regulatório rigoroso quanto ao dimensionamento ótimo dos ativos.

Conseqüentemente, o que se observa em diversos segmentos é um possível superdimensionamento — refletido na ociosidade sistêmica de pontos de recebimento e entrega — que não necessariamente guarda aderência com os princípios de eficiência e modicidade tarifária exigidos em um mercado de acesso aberto. Ativos concebidos para atender a demandas idiossincráticas de um único player podem apresentar diâmetros e capacidades que excedem o requisito de um sistema de transporte eficiente e prudente.

A utilização de parâmetros de custo isolados (como o GASIG) ou a aceitação acrítica do CHCI, sem considerar a curva de aprendizado e as economias de escala demonstradas na variabilidade do metropol, resultaria em uma sobrevalorização espúria da base de ativos, onerando injustificadamente a tarifa de transporte e distorcendo os sinais de preço para a expansão futura da malha.

3 Validade do Recovered Capital Method (RCM) nos Contratos Malhas SE e NE

A valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) representa o núcleo econômico do regime tarifário de transporte de gás natural, servindo como base tanto para a remuneração do capital investido quanto para o cálculo da depreciação regulatória.

Para agentes de mercado e reguladores, a depreciação em um contexto regulatório transcende a mera exaustão física dos ativos ou a aplicação de taxas contábeis lineares. A real depreciação econômica refere-se à parcela do capital originalmente investido que já foi efetivamente amortizada ou "devolvida" ao investidor por meio das receitas auferidas durante o período de operação do ativo.

Nos contratos das Malhas SE e NE, o transportador operou de forma que a receita não era vinculada a blocos de custo regulatórios, mas sim a um valor global cuja verificação de retorno do capital pode se dar posteriormente conforme §1º do art. 58 da Lei do Petróleo. Caso a ANP utilize apenas o Custo de Reposição Depreciado (CRD) ou o Custo Histórico Corrigido (CHCI), haveria um risco elevado de não reconhecer que parte expressiva do capital pode já ter sido recuperada em períodos passados.

Neste contexto, o RCM surge como o método capaz de reconstruir essa trajetória, identificando o "saldo devedor" real do ativo perante o sistema.

Como destacado pela Australian Energy Regulator (AER), o RCM calcula o custo depreciado de construção com base no retorno do capital gerado:

"The recovered capital method (RCM) calculates the depreciated cost of constructing the pipeline, with the depreciation component reflecting the return of capital generated since the pipeline was constructed (ie, revenue less operating expenditure less the return on capital [at an assumed opportunity cost rate] less net tax liabilities)."

As Malhas SE e NE foram desenvolvidas predominantemente para atender à demanda da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), e estes ativos operaram por décadas sob uma lógica de projeto fechado (project finance com garantia de 100% de ship-or-pay), onde o retorno do investidor era garantido pelo contrato. O RCM funciona, portanto, como uma "ponte de integridade" entre o passado com garantia de capacidade fixa sem revisão das tarifas e o futuro com revisões tarifárias periódicas.

A aplicação do RCM pela ANP encontra lastro na prática regulatória australiana, especificamente nas diretrizes da AER para gasodutos fora do esquema (non-scheme). Um dos pontos fundamentais desse arcabouço é o reconhecimento de que, para ativos antigos ou construídos em regimes anteriores ao escrutínio de revisões tarifárias periódicas, a informação histórica perfeita pode ser inexistente.

Vale ressaltar que adotar o RCM não significa que o ativo operou sem qualquer supervisão. O ponto é que as condições de tarifa daqueles contratos que garantiram durante muito tempo uma receita sem uma revisão formal. Tanto é que

a própria AER, na Austrália, exige que os dados do RCM sejam publicados anualmente, mesmo para contratos que ainda estão vigentes. No fim das contas, o fato de a ANP dar autorizações técnicas ou receber balanços contábeis não se confunde com revisar as condições de retorno dos investimentos, são papéis bem distintos.

Conforme destacado pela AER no “*Pipeline information disclosure guidelines and Price reporting*” de 2023, o princípio do uso do RCM e da divulgação das informações pelos transportadores deve ter sempre o objetivo de avaliação dos ativos:

*“The **asset valuation objective** is the objective of facilitating access to **pipeline services** provided by means of **non-scheme pipelines** on reasonable terms, which is taken to mean at prices and on other terms and conditions that, so far as practicable, reflect the outcomes of a workably competitive market.*

Workable competition refers to a standard of competition which signifies that the relevant competitive process is capable of producing outcomes in terms of economic efficiency and consumer welfare that, at the very least, is considered satisfactory.”

Ou seja, o uso do RCM não somente se atém a qualidade da informação, mas sim a sua replicabilidade em um ambiente competitivo, ou seja, no caso de monopólios naturais em um ambiente próximo ao regulado. Inclusive, ao se recusar a informar os dados do RCM, o transportador do gasoduto construído, ele deve demonstrar que o RCM não se adequa ao objetivo de avaliação de ativo e deve apresentar metodologia alternativa, cabendo aceitação ou não por parte da AER.

Nesse sentido, a regulamentação australiana confere flexibilidade para que o cálculo do RCM utilize estimativas e regras de rateio (allocation rules), desde que devidamente justificadas. **A obrigação primária de fornecer as informações recai sobre os transportadores, que detêm o conhecimento histórico da operação, mas a falta de dados granulares não impede a aplicação do método.**

Nos casos em que for constatada a ausência de informações pelas transportadoras ou por outros agentes que foram envolvidos no histórico da gestão do ativo, é prerrogativa do órgão regulador estimar variáveis, como o OPEX histórico ou a receita baseada em capacidade contratada. No cenário brasileiro atual, essa prerrogativa é o que viabiliza a aplicação do RCM para as Malhas SE e NE, permitindo à ANP superar a assimetria de informações devido ao tempo extenso e mudanças societárias do passado.

No regime de blocos de construção (building blocks), o usuário paga uma tarifa que cobre o OPEX, os impostos e o custo de capital (remuneração + depreciação). Se um gasoduto de 15 anos de uso que já recuperou 80% do seu capital investido fosse valorado hoje pelo seu CHCI, considerando 30 anos de depreciação contábil os usuários estariam pagando 50% do valor do gasoduto e não apenas os 20% restantes que não foram recuperados, havendo duplicidade de pagamento.

Assim, o principal objetivo regulatório de se adotar o RCM para os casos de gasodutos regidos sob condições tarifárias fixadas, como os da malha SE e NE, é

evitar o fenômeno da duplicidade de remuneração (*double dipping*). Ou seja, o RCM garante que:

- O Transportador seja remunerado pelo saldo não recuperado: Preserva-se o direito do investidor de recuperar o capital remanescente, acrescido de uma taxa de retorno justa (WACC).
- O Usuário seja protegido: Garante que a tarifa reflita apenas o capital que ainda precisa ser recuperado.
- Equilíbrio Econômico-Financeiro: O método não penaliza o transportador, pois ele reconhece prejuízos passados como capital não recuperado. Como aponta o Brattle Group em sua análise para a AER:

"The RCM allows for losses (ie, when revenue from providing pipeline services does not exceed the sum of operating expenses, return on capital and tax liabilities) in one year to be added to the asset value in subsequent years."

Assim, a adoção do RCM está em absoluta harmonia com a Resolução ANP nº 991/2026, que estabelece a estrutura de Receita Máxima Permitida (RMP). O seu texto define a BRA como o conjunto de ativos resultantes de investimentos prudentes e necessários. O RCM é o método que melhor operacionaliza o "teste de prudência retroativo" e a "recuperação eficiente do capital" para ativos legados, ao descontar o retorno de capital já auferido pelo transportador.

De acordo com o art. 2º da RANP 991/2026, a valoração deve integrar o compromisso regulatório intertemporal. Ao aplicar o RCM, a ANP cumpre esse preceito, tratando o investimento nas malhas SE e NE em fluxo contínuo de caixa, onde o valor de hoje é a herança direta do desempenho econômico passado.

Para as Malhas SE e NE, o RCM não representa apenas um rigor técnico, mas uma salvaguarda contra distorções tarifárias massivas. Ao permitir o uso de estimativas e rateios para suprir a falta de dados históricos se estabelece uma base de ativos que reflete a realidade econômica do setor.

O método, repita-se por oportuno, protege o investidor ao assegurar a recuperação do capital pendente e protege o consumidor ao evitar a remuneração duplicada de ativos já amortizados, consolidando os pilares de modicidade tarifária e transparência exigidos pela Nova Lei do Gás.

4 Estimação dos RCM para Malhas NE e Malhas SE

Nesta seção serão apresentados os argumentos para a escolha dos dados para o uso do RCM, dentro da metodologia do RCM, a depreciação econômica é calculada em relação a realização dos contratos no passado.

Nas Notas Técnica nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ e nº 8/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, a ANP considera 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.”* E considerando os dados apresentados pela NTS de forma incompleta e nenhum dado apresentado pela TAG a ANP considerou que não possuía informações suficientes até o momento para a aplicação do RCM.

O presente estudo busca demonstrar que a aplicação dos princípios de estimação definidos no item 2.4.9 do documento da AER *“Pipeline information disclosure guidelines de 2023”*, é possível realizar o cálculo do RCM com a informação até o momento disponível incluindo documentos públicos, auditáveis publicados pelos transportadores na consulta 08/2025 e na consulta 03/2026, e dados de demonstrativos financeiros apresentados pelas empresas.

Entretanto, antes de iniciar a avaliação, importante consignar que o Conselho de Usuários (CDU) tem buscado, junto a Petrobras e a Transpetro, informações adicionais quanto ao custo de operação dos gasodutos do Malhas SE e do Malhas NE, o que poderia ajudar na utilização do RCM. Caso as informações sejam disponibilizadas, poderemos, se necessário, adequar posicionamentos contidos no presente trabalho.

De todo o modo, importante não perder de vista que todos os passos possíveis para aquisição de informações foram realizados pela ANP, inclusive conforme documento emitido pelo próprio regulador, no processo SEI nº 48610.232284/2024-25, no qual solicitou diversas informações pertinentes tanto aos transportadores como ao controlador anterior. Assim, considerando as informações existentes e as faltantes, entendemos ser plenamente possível a aplicação do método RCM e, caso informações adicionais sejam apresentadas, os cálculos poderão ser ajustados de forma rápida pela ANP.

4.1 Fórmula de Cálculo do RCM e variáveis a serem determinadas

As fórmulas do RCM conforme apresentadas pela AER em 2018 no Non-Scheme Pipeline - Financial Reporting Guideline podem ser resumidas da seguinte forma:

$$\text{Valor da Base de Capital}_t = \text{Custo de construção}_0 + \sum_{i=0}^t \text{Capex}_i - \sum_{i=0}^t \text{Retorno do Capital}_i - \sum_{i=0}^t \text{Baixas}_i$$

Onde,

Valor da Base de Capital_t é a BRA no final do período *t*;

Custo de construção₀ é o valor do dispêndio para os ativos no início do período;

Capex_i são os dispêndios de investimento do período;

Retorno do Capital_i é o valor do retorno do ativo após os custos e a remuneração justa e adequada do capital;

Baixas_i são as baixas realizadas no período.

Nesse sentido, uma das variáveis mais importantes de estimação do RCM é a definição do retorno do capital que é definida pela seguinte equação:

$$\sum_{i=0}^t \text{Retorno do Capital}_i = \sum_{i=0}^t \text{Receitas líquidas}_i \left[\sum_{i=0}^t \text{OPEX}_i + \sum_{i=0}^t \text{Retorno Sobre o Capital}_i + \sum_{i=0}^t \text{Impostos}_i \right]$$

Onde:

Receitas líquidas_i são as receitas recebidas durante o período

OPEX_i é o custo de operação do ativo

Retorno Sobre o Capital_i é a remuneração a uma taxa justa dos ativos investidos

Impostos_i são os impostos incidentes na operação.

Para isso, serão estimadas as seguintes variáveis, considerando que primeiro deve ser calculado o valor do Retorno do Capital.

Adicionalmente, foram trazidos todos os valores à moeda de janeiro de 2026 para verificação dos cálculos.

4.2 Estimativa da Receita Líquida

Como apontado anteriormente, para estimação do Retorno do Capital durante o período dos contratos legados era esperado o recebimento das informações dos transportadores a respeito da receita líquida durante o período de avaliação dos contratos, ou seja, entre 01/01/2006 e 31/12/2025. Na prática, apenas a NTS encaminhou os valores referentes ao período de 2017 a 2024, alegando não possuir informações anteriores à venda dos ativos pela Petrobras.

No entanto, avaliando os próprios contratos das Malhas NE e Malhas SE disponibilizados pela ANP, percebe-se que trata-se de contratos de garantia de

100% de capacidade, ou seja, possuem uma receita fixa com atualização monetária pelo IGP-M de forma anual.

Sendo assim, não há dúvida a respeito das receitas recebidas, salvo se as transportadoras reportaram alguma inadimplência do carregador contratante, à Petrobras, o que não é o caso, uma vez que os demonstrativos financeiros da TAG e da NTS não apresentam nenhuma ressalva quanto a falta de pagamento da Petrobras.

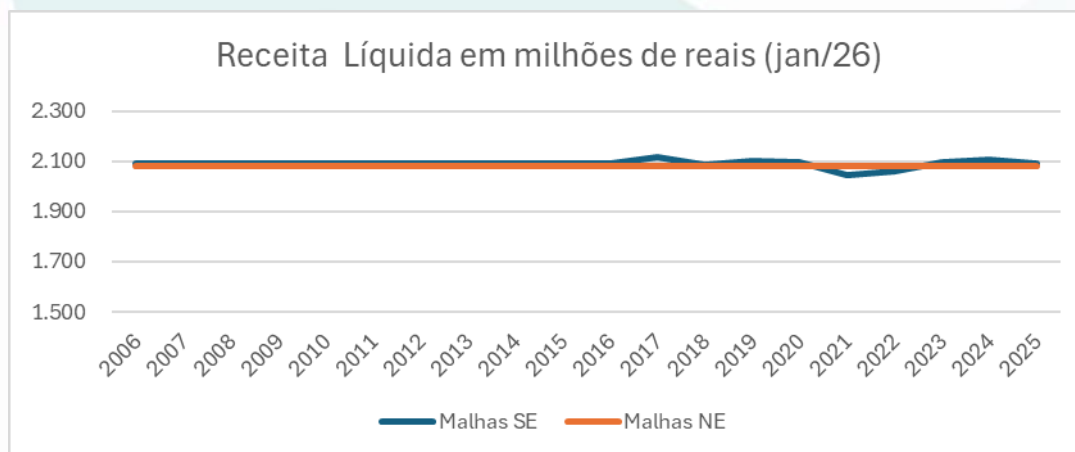
Assim, a partir da tabela abaixo na qual constam os valores enviados pela NTS do Malhas SE, percebe-se que a receita garantida pouco varia quando analisada na mesma moeda.

Mil R\$	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Serviço Firme	1.190.011	1.165.723	1.253.581	1.348.829	1.656.390	1.946.371	2.057.860	1.996.102
Serviço Interruptível	0	0	0	0	0	4.593	0	2.113
Receita Líquida	1.190.011	1.165.723	1.253.581	1.348.829	1.656.390	1.950.964	2.057.860	1.998.215
Valor atualizado jan/26	2.118.815	2.084.075	2.099.670	2.095.568	2.047.068	2.062.346	2.095.946	2.105.009

Fonte: NTS – valores atualizados pelo IGP-M elaboração própria

Note-se que, no caso da Malhas SE, para os anos faltantes foram considerados como a média dos dados enviados pela NTS.

No caso do Malhas NE, como não foram enviadas informações pelo transportador, foi considerado o valor apresentado pela TAG nos reajustes tarifários como receita garantida do Contrato Malhas NE, e atualizado pelo IGP-M. Dessa forma a receita líquida anual em moeda constante, conforme a garantia de 100% de capacidade dos Contratos Legados seria:



Ou seja, a receita líquida das transportadoras foi praticamente constante em função das condições contratuais de garantia de 100% de *ship or pay* e atualização monetária pelo IGP-M.

4.3 Estimativa do OPEX

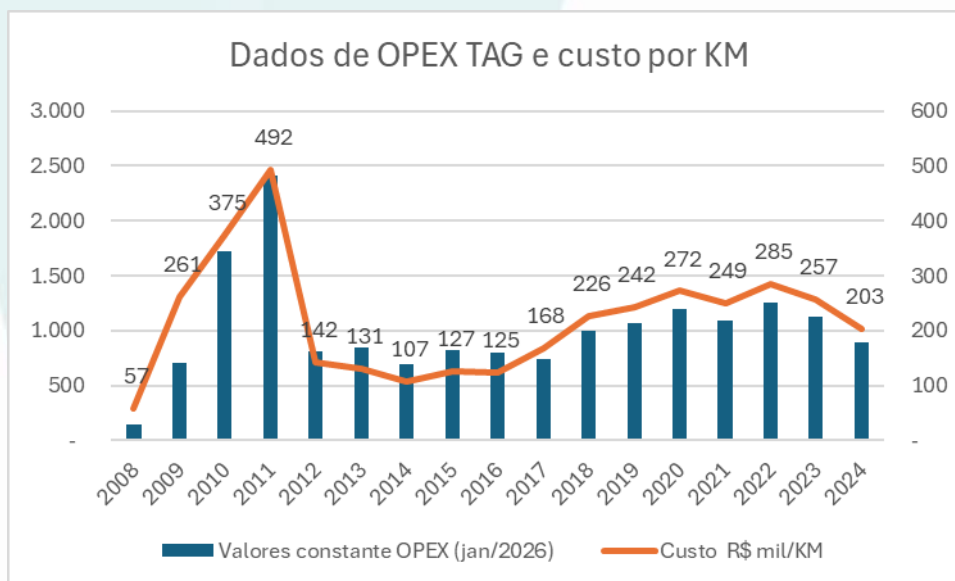
Mais uma vez, os dados de OPEX foram disponibilizados apenas pela NTS para o período de 2017 a 2024.

Conforme os dados constantes no processo 48610.232284/2024-25 os demonstrativos financeiros da TAG foram disponibilizados pela Petrobras entre 2008 e 2024. Importante notar que os demonstrativos não separam os dados por contrato e sim um custo universal de operação e administração.

Por outro lado, tanto a NTS quanto a TAG apresentaram na CP 08/25 o custo de OPEX dos contratos malhas NE e malhas SE considerando a premissa de um rateio por quilometro de rede para 2026 a 2030. Sendo uma escolha dos próprio transportadores o uso do rateio por Km para se determinar o custo operacional de cada contrato legado.

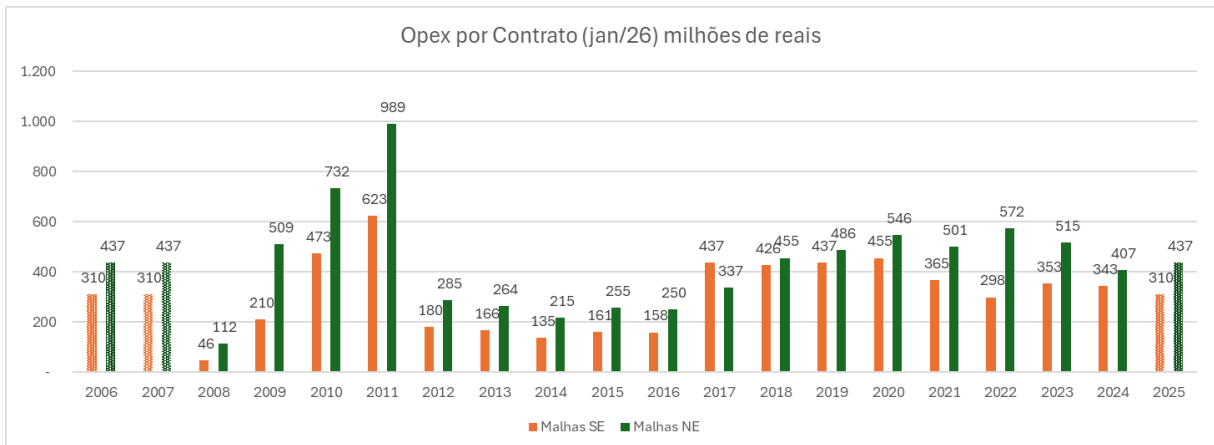
Sabe-se também que a o Contrato Malhas SE era administrado pela TAG até 2016 quando a Petrobras dividiu a empresa entre NTS e TAG para posterior venda.

Dessa forma, através da informação de Km de rede total da TAG foi feito o custo médio anual por KM do OPEX:



Fonte: demonstrativos da TAG elaboração própria

A partir desses dados é possível estimar o custo para cada contrato. Nos anos de 2006-2007 e 2025 faltantes é utilizada a média do restante do período. Tem-se ilustrado abaixo, os custos de OPEX a valores constantes realizados a partir dos demonstrativos contábeis da TAG de 2008 a 2024 sendo que para a NTS foram usados os dados apresentados pela mesma de 2017 a 2024.



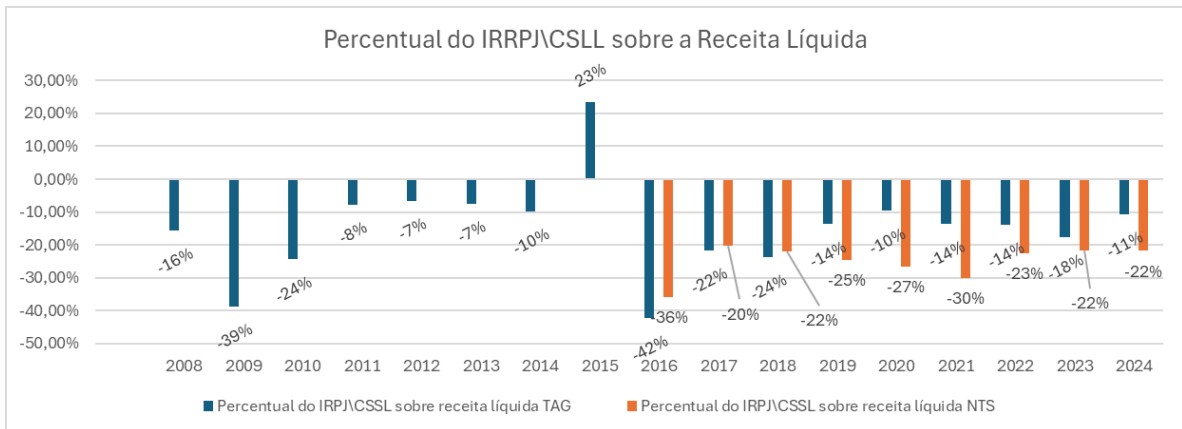
Nota-se que os valores de média nos anos sem dados apresentam uma abordagem conservadora que deve garantir a consistência do cálculo do RCM.

Sendo assim, foi possível utilizar dos dados de balanço disponíveis para preencher as lacunas de dados de OPEX.

4.4 Estimativa do Imposto

Considerando o impacto das receitas líquidas e que parte dos impostos indiretos são informados diretamente no OPEX dos demonstrativos contábeis foi estimado apenas o valor referente ao Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido.

Dessa forma, foi calculado o valor percentual do IRPJ\CSSL dos demonstrativos da TAG e da NTS. Esse percentual é aplicado diretamente sobre a receita líquida do contrato de cada transportador. Ressalta-se, no caso da TAG, há diversos ativos em áreas de incentivos tributários, inclusive do Malhas NE. Assim, cabe destacar que as estimativas apresentadas partem de premissas conservadoras já que não foi aplicada redução ao percentual apresentado, uma vez que é impossível distinguir qual é parte da receita da região da Sudene.



Assim, foi possível determinar o valor dos impostos incidentes sobre a receita líquida a partir dos demonstrativos financeiros de forma a criar uma aproximação do impacto tributário real sobre a receita dos contratos Malhas SE e Malhas NE.

4.5 Estimativa da taxa de remuneração ou custo de oportunidade

Um dos desafios para se calcular o RCM é a determinação da taxa de remuneração do ativo de 2006 até 2019. Para tal fim, buscaram-se taxas similares que indiquem a justa remuneração dos transportadores, considerando que, entre 2020 e 2025, a ANP já definiu a taxa de 7,25% a.a. depois de impostos.

Para superar tal desafio e escolher a melhor proxy para determinar uma taxa de retorno condizente com o risco do negócio buscou-se identificar modelos próximos que pudessem ser considerados no caso concreto. Neste sentido, verificou-se que apenas uma taxa efetiva foi utilizada no Brasil, desde o início dos contratos legados Malhas SE e Malhas NE, qual seja, aquela aplicada para a concessionária Comgás em São Paulo.

No entanto, diferentemente do regime price-cap, o retorno de investimentos estabelecido nos contratos legados não implica ao transportador os riscos de demanda, sendo estes inteiramente repassados para os carregadores. Assim, deve-se considerar uma taxa menor para os ativos de transporte.

Para melhor comparar, foi considerada a taxa de retorno definida para a Comgás até 2019 com uma redução de 10%, equivalente à média da diferença entre as taxas aprovadas pela Arsesp e pela ANP entre os anos de 2020 a 2025. A partir de 2020 a taxa utilizada foi a própria homologada pela ANP.

<i>Taxa real depois de impostos % a.a.</i>	<i>WACC ARSESP COMGÁS</i>	<i>WACC ANP</i>	<i>Taxa de remuneração considerada</i>
2006	11,76%		10,58%
2007	11,76%		10,58%
2008	11,76%		10,58%
2009	9,55%		8,60%
2010	9,55%		8,60%
2011	9,55%		8,60%
2012	9,55%		8,60%
2013	9,55%		8,60%
2014	8,58%		7,72%
2015	8,58%		7,72%
2016	8,58%		7,72%
2017	8,58%		7,72%
2018	8,58%		7,72%
2019	8,27%		7,44%
2020	8,27%	7,25%	7,25%
2021	8,27%	7,25%	7,25%
2022	8,27%	7,25%	7,25%
2023	8,27%	7,25%	7,25%
2024	8,27%	7,25%	7,25%
2025	7,90%	7,25%	7,25%

Fonte: Arsesp, ANP – Elaboração própria

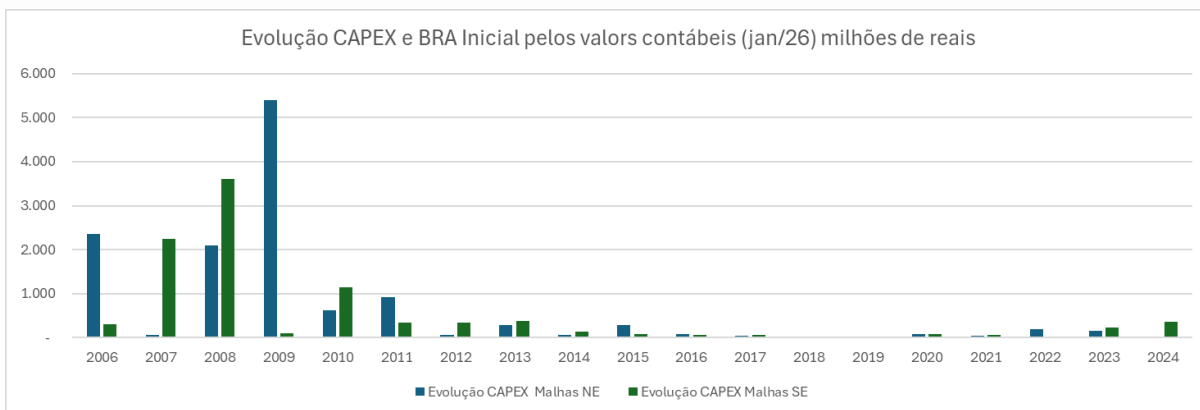
Considerando esse tratamento, a taxa média, aplicando o reajuste pelo IGP-M apresenta um Spread adicional de cinco pontos percentuais sobre a Selic durante todo o período.

4.6 Estimativa do CAPEX e custo de construção

Nesse caso, ainda que tenha sido apontado pela ANP a inconsistência nos números apresentados pelas transportadoras em função do valor contábil reconhecido, como, a princípio, o RCM deve partir das informações das próprias transportadoras, igualmente aqui foi utilizado o valor contábil apresentado pelas transportadoras nas planilhas da mencionada CP 08/25 com os valores capitalizados em cada contrato.

Como os contratos Malhas NE e Malhas SE possuem valores anteriores ao ao seu início de vigência, eles foram utilizados neste trabalho conforme a depreciação contábil, como valores líquidos em 01/01/2006.

Assim, os valores atualizados para janeiro de 2026, são apresentados abaixo:



Com isso, os valores estimados de CAPEX chegam a 12,78 bilhões de reais para o Malhas NE e 9,6 bilhões de reais para o Malhas SE.

4.7 Cálculo do RCM Malhas SE

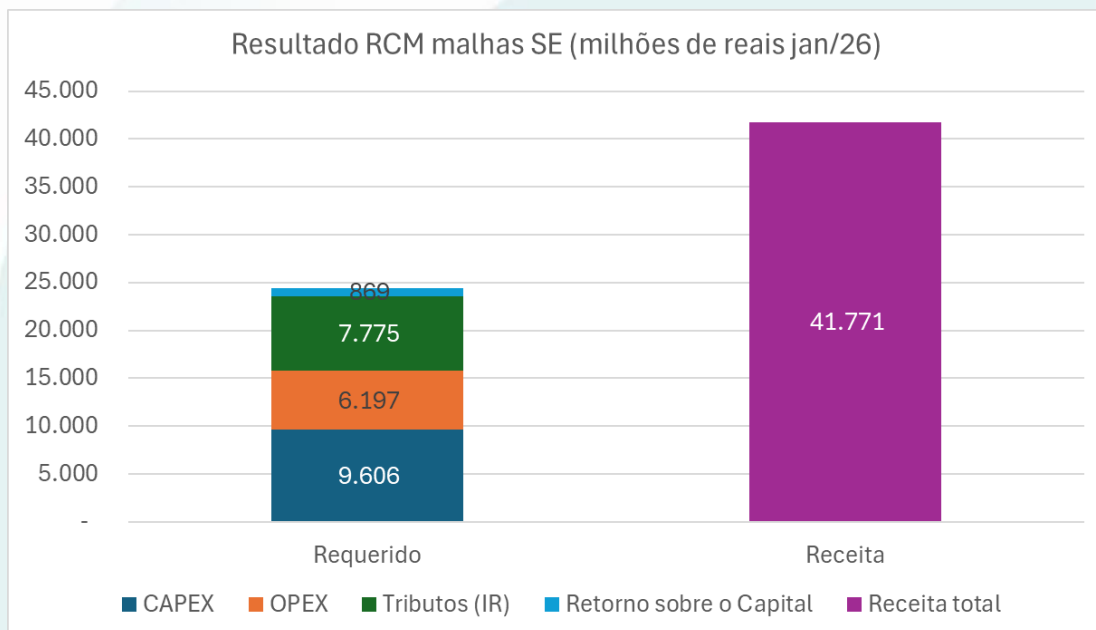
Considerando as fórmulas definidas do RCM é possível calcular o retorno de capital e o valor final da BRA em 31/12/2025.

A tabela abaixo resume as variáveis utilizadas, a fonte e os passos utilizados para realizar o cálculo discutidas com maior detalhe nas sessões anteriores:

Premissas RCM Malhas SE			
Variável	Fonte	Tratamento	Justificativa
<i>Custo de Construção</i>	Base de dados BRA disponibilizada pelas transportadoras	Atualização para jan/26 e uso da depreciação contábil para ativos anteriores a 01/01/2006	Dados informados pelas transportadoras e solicitados para BRA na cp08/25
<i>Capex</i>	Base de dados BRA disponibilizada pelas transportadoras	Atualização para jan/26	Dados informados pelas transportadoras e solicitados para BRA na cp08/25
<i>Taxa de remuneração</i>	ARSESP e ANP	Ajuste das taxas da ARSESP tendo em vista garantia de receita dos contratos	RCM determina uma taxa equivalente a um mercado competitivo, uso da taxa regulatória estimada por um terceiro
<i>Receitas líquidas</i>	Dados informados NTS 2017-2024 e Contrato Malhas SE	Atualização para janeiro de 2026	Contrato Malhas SE garante 100% de pagamento da capacidade, o valor não varia anualmente em valores reais conforme própria informação da NTS
<i>Opex</i>	Dados informados NTS 2017-2024 e demonstrativos financeiros TAG 2008-2016	Atualização para janeiro de 2026 e rateio do OPEX por KM da rede do contrato Malhas SE em função dos KM totais da TAG 2008-2016 . 2006, 2007 e 2025 = média.	Uso do custo operacional total disponível nos demonstrativos financeiros e manutenção dos dados apresentados pela NTS. Fonte de dados disponível.
<i>Impostos</i>	Demonstrativos financeiros da TAG de 2008 a 2016 e da NTS 2017 a 2024	Cálculo do percentual do IR\CSLL sobre a receita operacional líquida para uso na receita líquida do contrato	Uso do percentual está em linha com uma estimativa a partir de dados públicos disponíveis

Calculando os valores para o Malhas SE temos os fluxos para montar o RCM, nesse caso o valor do retorno do capital e retorno sobre o capital é calculado ano a ano conforme demonstrado no ANEXO I, utilizando as fórmulas contidas nos documentos da AER.

Como o fluxo da Receita supera o fluxo do retorno de capital e custos associados, com resultado superior em 17,3 bilhões de reais, é importante ressaltar que o valor do retorno sobre o capital desse deu de forma rápida, conforme pode-se verificar no ANEXO I.



Esse valor adicional, conforme preconiza o modelo RCM, é um ganho comercial do primeiro contrato, o que significa que o valor do ativo deve ser reconhecido como zero para a base de ativos do Malhas SE ao final deste contrato legado, considerando já terem sido totalmente pagos.

A título de comparação, recalculando para se ter um requerido igual a receita auferida, considerando as premissas utilizadas, a taxa de retorno do transportador nesse contrato seria de 32,9%. Ou seja, o contrato Malhas SE garantiu ao transportador o valor de 32,9% a.a. depois de impostos após o reconhecimento da BRA zero para início do ciclo 2026-2030. Não cabe ao modelo RCM rever essa remuneração pois ele não é um método de ajuste do passado e sim uma avaliação econômica para impacto na tarifa futura.

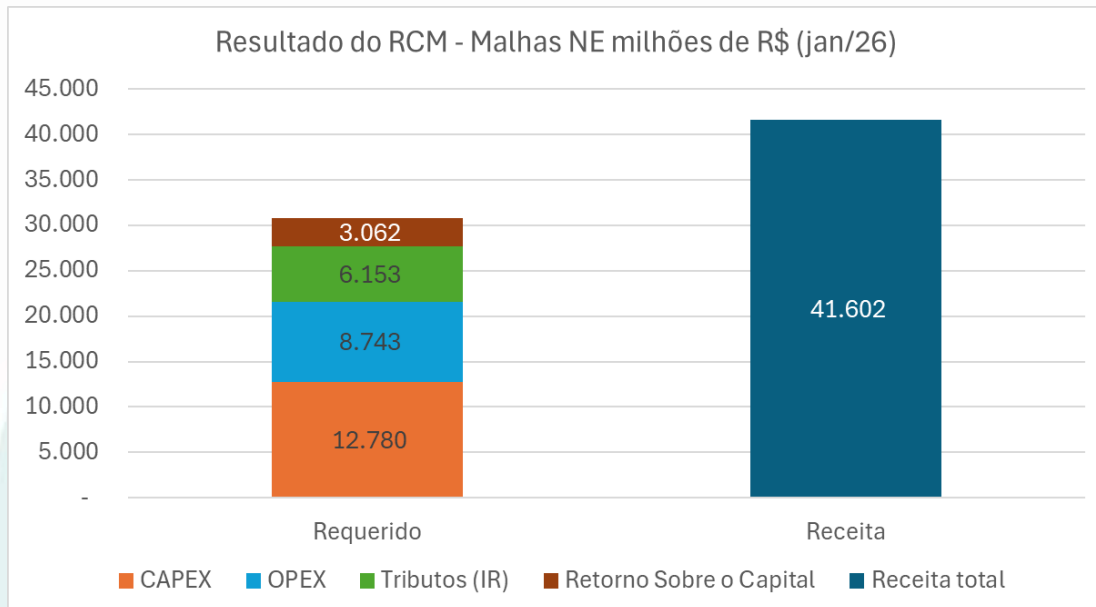
4.8 Cálculo do RCM Malhas NE

Considerando as fórmulas definidas do RCM é possível calcular o retorno de capital e o valor final da BRA em 31/12/2025.

A tabela abaixo resume as variáveis utilizadas, a fonte e os passos utilizados para realizar o cálculo discutidas com maior detalhe nas sessões anteriores:

Premissas RCM Malhas NE			
Variável	Fonte	Tratamento	Justificativa
<i>Custo de Construção</i>	Base de dados BRA disponibilizada pelas transportadoras	Atualização para jan/26 e uso da depreciação contábil para ativos anteriores a 01/01/2006	Dados informados pelas transportadoras e solicitados para BRA na cp08/25
<i>Capex</i>	Base de dados BRA disponibilizada pelas transportadoras	Atualização para jan/26	Dados informados pelas transportadoras e solicitados para BRA na cp08/25
<i>Taxa de remuneração</i>	ARSESP e ANP	Ajuste das taxas da ARSESP tendo em vista garantia de receita dos contratos	RCM determina uma taxa equivalente a um mercado competitivo, uso da taxa regulatória estimada por um terceiro
<i>Receitas líquidas</i>	Contrato Malhas NE	Atualização para janeiro de 2026	Contrato Malhas NE garante 100% de pagamento da capacidade, o valor não varia anualmente em valores reais conforme própria informação da NTS
<i>Opex</i>	Demonstrativos financeiros TAG 2008-2024	Atualização para janeiro de 2026 e rateio do OPEX por KM da rede do contrato Malhas NE em função dos KM totais da TAG 2008-2024. 2006, 2007 e 2025 = média.	Uso do custo operacional total disponível nos demonstrativos financeiros. Fonte de dados disponível.
<i>Impostos</i>	Demonstrativos financeiros da TAG de 2008 a 2024	Cálculo do percentual do IR\CSLL sobre a receita operacional líquida para uso na receita líquida do contrato	Uso do percentual está em linha com uma estimativa a partir de dados públicos disponíveis

Calculando os valores para o Malhas NE temos os fluxos para montar o RCM, nesse caso o valor do retorno do capital e retorno sobre o capital é calculado ano a ano conforme demonstrado no ANEXO II, utilizando as fórmulas contidas nos documentos da AER.



Conforme o fluxo do malhas SE, o fluxo do malhas NE também termina seu valor superior de receitas que o requerido a taxa utilizada. Nesse caso o valor da Receita supera o Valor Requerido em 10,9 bilhões de reais.

Esse valor adicional, conforme preconiza o modelo RCM, é um ganho comercial do primeiro contrato, o que significa que o valor do ativo deve ser reconhecido como zero para a base de ativos do malhas NE ao final dos contratos legados, considerando já terem sido totalmente pagos.

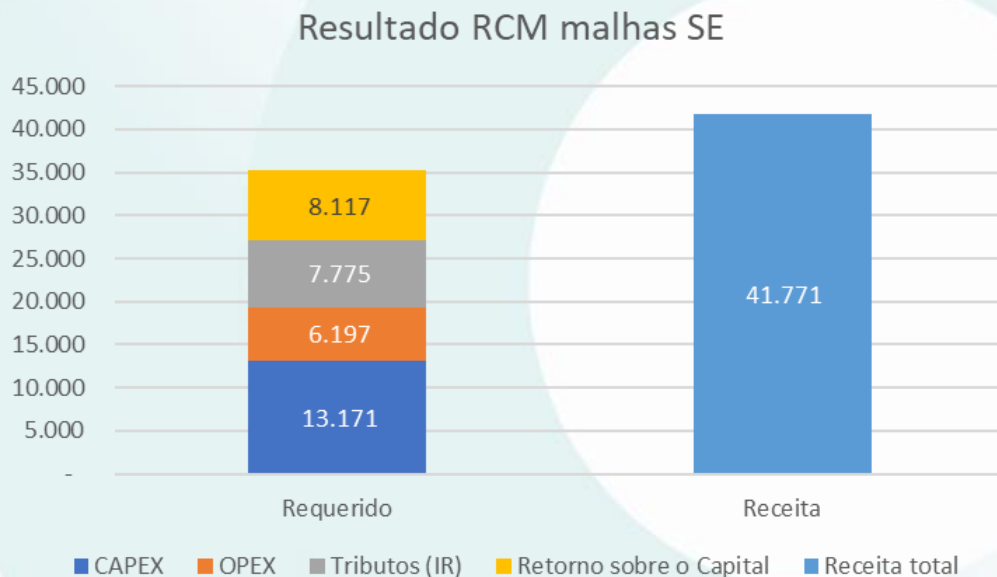
Cabe ressaltar, que como no contrato Malhas NE, recalculando o RCM para se ter um requerido igual a receita auferida, considerando as premissas utilizadas, resulta em uma taxa real de 16,75%. Ou seja, após o reconhecimento da BRA zero para início do ciclo 2026-2030 fica garantida essa taxa, não cabendo a reavaliação dessa remuneração, pois, o RCM é um método de ajuste de avaliação econômica para impacto na tarifa futura.

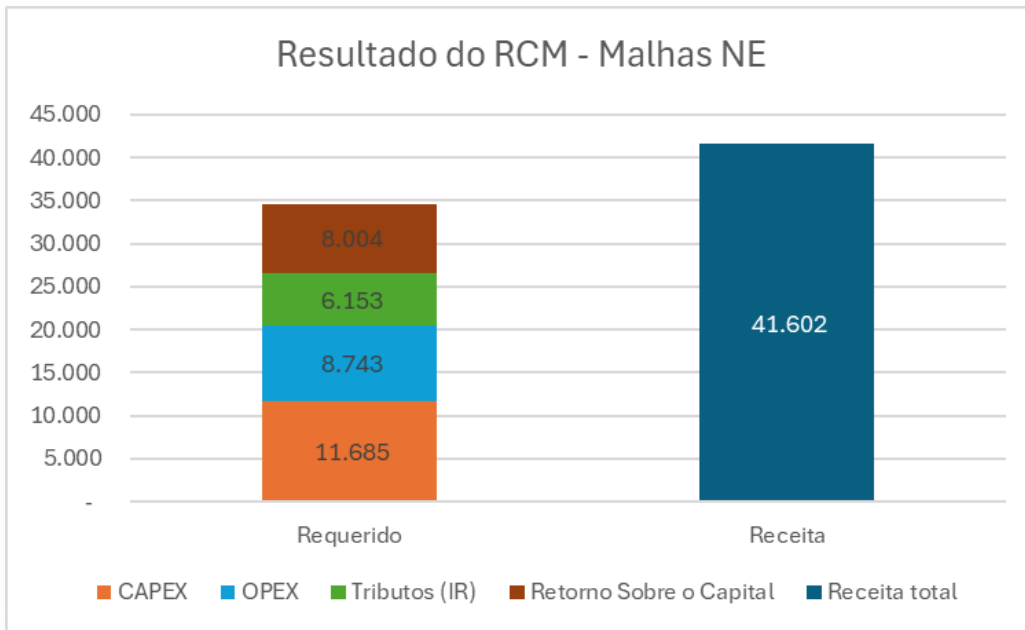
5 Sensibilidade com variáveis alternativas

Como se trata de um modelo que usa algumas premissas para o cálculo do RCM cabe uma análise com algumas variáveis alternativas para efeitos comprobatórios da robustez do cálculo do RCM da Sessão "Erro! Fonte de referência não encontrada..Erro! Fonte de referência não encontrada.".

A primeira dela é utilizando o valor de CAPEX calculado pela KPMG e ajustado pela ANP a respeito do CRD. Nesse caso utilizando o custo de reposição, o valor da base inicial é recalculada.

Tem-se como resultado, portanto, que os dois casos de RCM ainda apresentam um valor superior de recuperação da base de ativos, mantendo a conclusão de que a BRA do Malhas NE e Malhas SE deve ser mantida em "zero" para a revisão tarifária de 2026/2030.

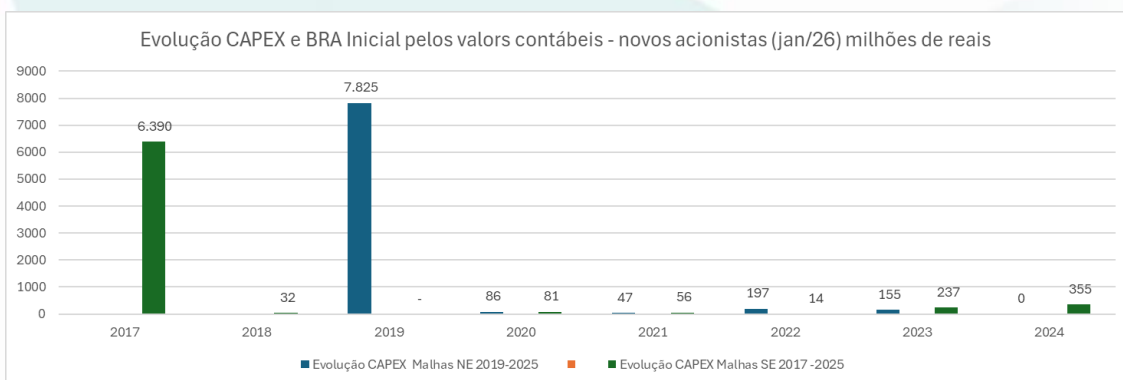




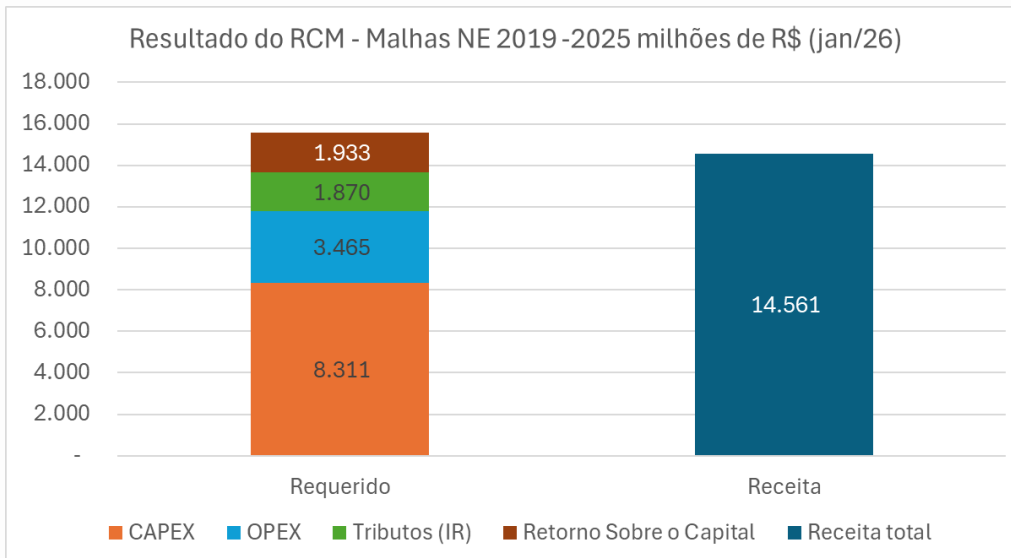
Ou seja, mesmo superestimando os investimentos iniciais, as receitas aferidas durante o período dos contratos superam substancialmente a recuperação de tais investimentos, o retorno de capital, os custos operacionais e os tributos.

Ainda buscando ilustrar os efeitos da recuperação de capital, outro ponto de análise poderia ser o uso de um período inferior, que contemple apenas o período de gestão pelos atuais acionistas. Nesse caso, para o Malhas SE, seria avaliado o período de 2017 a 2025 e, para o Malhas NE, seria avaliado apenas o período de 2019 a 2025.

Neste exemplo, o valor inicial dos investimentos seria o equivalente utilizando o CHCI para o início de cada período, contemplando o seguinte CAPEX:

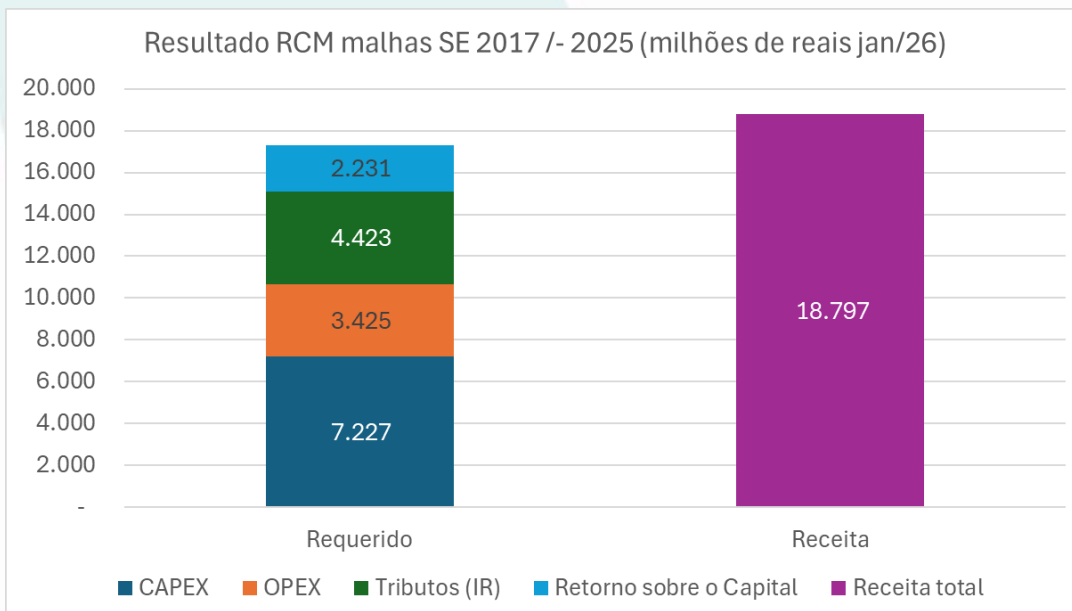


Aplicando tais investimentos iniciais para o cálculo do malhas NE, o valor não depreciado seria de 1 bilhão de reais ao contrário dos 4 bilhões apontadas na consulta pública, conforme abaixo:



Cabe aqui salientar que, em que pese tal saldo residual, a simulação realizada para efeito ilustrativo contempla somente 7 anos. Assim, mesmo neste curto período o saldo residual já se afasta substancialmente do solicitado pela transportadora. Este resultado, portanto, reflete a robustez do cálculo da sessão **"Erro! Fonte de referência não encontrada.. Erro! Fonte de referência não encontrada."**, evidenciando que tais ativos, quando analisados em janela maior de referência, se encontram totalmente depreciados.

Já para o Malhas SE, mesmo em período de 9 anos, o montante já se encontra 100% depreciado economicamente, com o resultado da receita superando em 1,4 bilhão o requerido:



6 CONCLUSÃO

A análise técnica exaustiva apresentada neste documento, fundamentada nos referenciais da Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP e na experiência consolidada do regulador australiano (AER), conduz a uma conclusão inequívoca: a manutenção da integridade econômica do sistema de transporte de gás natural brasileiro depende da aplicação rigorosa do Recovered Capital Method (RCM) para a valoração dos ativos legados das Malhas Sudeste e Nordeste.

A evidência empírica e as simulações realizadas, em bases conservadoras, demonstram que, sob a ótica do capital recuperado, nas condições aplicáveis conforme disposto na sessão "**Erro! Fonte de referência não encontrada..Erro! Fonte de referência não encontrada.**", a Base de Ativos desses contratos já se encontra totalmente recuperada. Inclusive se considerarmos uma taxa de remuneração alta, 32,9% a.a. real e depois de impostos para o Malhas SE e 16,75% a.a. e depois de impostos para o Malhas NE. Esses valores mais que superam a proposta apresentada pela NTS de 11,26% (SEI 5732868).

A insistência em métodos de valoração que ignorem a trajetória de rentabilidade pretérita dos transportadores implicaria em uma distorção regulatória, permitindo que ativos já pagos pela sociedade e pelos usuários originais sejam novamente remunerados durante o novo regime tarifário. Tal cenário representaria uma transferência de renda injustificada e um entrave intransponível à modicidade tarifária, prejudicando a sinalização de preços mais competitivos para toda a cadeia do gás natural.

O uso de estimativas, conforme defendido pela regulação da AER e ratificado por este parecer, supre as lacunas informacionais deixadas pela gestão anterior as revisões tarifárias dos ativos, permitindo uma reconstrução fidedigna do fluxo de recuperação de capital a partir de dados públicos disponíveis. É essencial que o regulador mantenha o ônus da prova sobre o transportador, mas não se abstenha de utilizar parâmetros de benchmarking e rateios lógicos para garantir a justiça do cálculo

Em suma, o RCM não é apenas uma opção metodológica; é um imperativo técnico. Ao reconhecer que a real depreciação econômica desses ativos foi exaurida por 20 anos de fluxos de caixa garantidos por 100% de pagamento da capacidade construída, a Agência preservará os princípios de modicidade tarifária, adequação, eficiência, justa remuneração e neutralidade, pavimentando o caminho para um mercado de gás verdadeiramente dinâmico, transparente e, acima de tudo, livre de distorções legadas que já não encontram respaldo na realidade econômica dos ativos.

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.

Equipe Responsável:

Fernando Zaquine

Frederico Flister



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
+ 511 641 9272

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

caldenconsultoria.com

ANEXO I – FLUXO RCM MALHAS SE

Milhões de R\$	Malhas SE	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
(a)	Custo de Construção	298																			
(b)	Capex		2.242	3.606	107	1.151	346	352	373	145	82	66	62	32	-	81	56	14	237	355	-
(c)	Taxa de remuneração	10,58%	10,58%	10,58%	8,60%	8,60%	8,60%	8,60%	8,60%	7,72%	7,72%	7,72%	7,72%	7,72%	7,44%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%
(d) = (e) - (f)-(g)-(h)	Retorno do Capital	1.420	1.452	1.631	832	931	1.110	1.643	1.749	1.750	2.415	1.047	1.251	1.197	1.146	1.083	1.067	1.298	1.286	1.302	1.319
(i) = (a) + (b) - (d)	Base de Capital	-	790	2.765	2.040	2.260	1.496	206	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(e)	Receitas líquidas	2089	2089	2089	2089	2089	2089	2089	2089	2089	2089	2089	2119	2084	2100	2096	2047	2062	2096	2105	2089
(f)	Opex	310	310	46	210	473	623	180	166	135	161	158	437	426	437	455	365	298	353	343	310
(g) = (i) x (c)	Retorno sobre o Capital	32	-	84	238	175	194	129	18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(h)	Impostos	327	327	327	808	509	162	137	155	203	488	883	431	461	517	557	615	466	457	459	459

ANEXO II – FLUXO RCM MALHAS NE

Milhões de R\$		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
(a)	Malhas NE Custo de Construção	2.359																			
(b)	Capex		61	2.105	5.398	615	923	56	283	70	297	85	39	4	-	86	47	197	155	0	-
(c)	Taxa de remuneração	10,58%	10,58%	10,58%	8,60%	8,60%	8,60%	8,60%	8,60%	7,72%	7,72%	7,72%	7,72%	7,72%	7,44%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%	7,25%
(d) = (e) - (f)-(g)-(h)	Retorno do Capital	1.067	1.180	1.630	766	726	413	1.124	1.145	1.282	2.008	796	1.177	1.102	1.308	1.332	1.297	1.219	1.198	1.450	1.420
(i) = (a) + (b) - (d)	Base de Capital	1.292	111	-	1.339	6.012	6.213	6.012	4.923	3.924	1.986	1.486	394	-	-	-	-	-	-	-	-
(e)	Receitas líquidas	2080	2080	2080	2080	2080	2080	2080	2080	2080	2080	2080	2080	2080	2080	2080	2080	2080	2080	2080	2080
(f)	Opex	437	437	112	509	732	989	285	264	215	255	250	337	455	486	546	501	572	515	407	437
(g) = (i) x (c)	Retorno sobre o Capital	250	137	12	-	115	517	534	517	380	303	153	115	30	-	-	-	-	-	-	-
(h)	Impostos	326	326	326	805	507	161	137	155	202	486	880	451	493	285	201	282	289	367	223	223