

A Federação das Indústrias do Estado de São Paulo - FIESP apresenta suas contribuições para a Consulta Pública nº 03/2026, aberta pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, com o objetivo de colher subsídios sobre as Determinações Regulatórias relativas à valoração da Base Regulatória de Ativos, aos Planos de Investimentos e aos custos operacionais das transportadoras de gás natural GOM, TSB, TBG, NTS e TAG, referentes ao Ciclo Tarifário 2026-2030

## 1 Introdução

O mercado brasileiro de gás natural está na transição de um modelo historicamente concentrado na Petrobras para um arranjo mais aberto, com pluralidade de agentes, competição e acesso às infraestruturas essenciais. Essa inflexão concorrencial redefine os incentivos econômicos do setor, exige maior coordenação institucional e desloca o foco da regulação para temas como acesso não discriminatório, transparência tarifária, neutralidade operacional e segurança jurídica, que são condições necessárias para viabilizar liquidez, eficiência e expansão sustentável do mercado.

A redução do poder de mercado da Petrobras, porém, não significa ausência de relevância da companhia, mas diminuição de sua capacidade de organizar sozinha a cadeia. Esse enfraquecimento decorre de fatores combinados: desinvestimentos em infraestrutura, já consumados em anos anteriores; entrada de novos projetos de produção; terminais de GNL de outros agentes; e criação de regras que favorecem acesso não discriminatório às infraestruturas essenciais. O efeito econômico esperado é a substituição progressiva de uma formação de preço dominada por negociação verticalizada por outra mais sensível a custos de infraestrutura, origem da molécula, risco logístico e condições concorrenciais regionais.

O cenário atual e o movimento de desconcentração do mercado do gás no Brasil se articulam ao programa Gás para Empregar, que reposicionou o gás como insumo estratégico de competitividade industrial e de criação de empregos. Em termos práticos, o foco passou a ser coordenar oferta, demanda e infraestrutura por meio de políticas públicas e uma regulação pró-competição.

Pelo lado da oferta, a perspectiva estrutural é de expansão. A EPE projeta crescimento de 95% da produção líquida de gás entre 2025 e 2035, de 65 para 127 MMm<sup>3</sup>/dia, e avanço de cerca de 85% da oferta potencial nacional na malha integrada, com balanço superavitário no horizonte do PDE 2035. Essa trajetória decorre, sobretudo, do pré-sal, de novos projetos offshore, do reforço do processamento e da combinação entre produção doméstica, importação via GNL e rotas internacionais, inclusive com discussão de integração com a Argentina. Ao mesmo tempo, o PDE indica redução gradual do gás boliviano de 13 para 5 MMm<sup>3</sup>/dia entre 2025 e 2035, o que reforça a necessidade da diversificação das fontes.

A concorrência tende a se ampliar na medida que a abertura da capacidade de transporte permite a contratação por outros carregadores e, com isso, viabiliza a entrada de novos agentes. A Lei nº 14.134/2021 determinou a oferta dos serviços de transporte no regime de entrada e saída, enquanto os instrumentos contratuais divulgados pela ANP para 2026 deixam expresso que o carregador habilitado pode contratar capacidade de forma independente. Esse desenho foi consolidado pela Resolução ANP nº 991/2026, que instituiu o novo regime tarifário do transporte com base na RMP, na metodologia de blocos de construção e na contratação apartada de entrada e saída, reforçando a previsibilidade regulatória e reduzindo barreiras de acesso ao mercado.

O ponto ainda mais crítico, porém, é a transparência tarifária. Com o vencimento de contratos legados nas malhas NTS e TAG em dezembro de 2025, a ANP passou a revisar o custo de capital regulatório (WACC), a Base Regulatória de Ativos (BRA), os custos operacionais (OPEX) e os investimentos sob critérios explícitos de prudência, eficiência e vedação à dupla remuneração. Nas notas técnicas do ciclo 2026-2030, a Agência fixou WACC real de 7,63% a.a. e enfatizou que a transição para o modelo regulado exige separar custos de ativos já recuperados economicamente daqueles efetivamente atribuíveis ao novo regime, para evitar dupla remuneração.

## 2 Da Revisão Tarifária Ciclo 2026-2030

A revisão tarifária das transportadoras para o ciclo 2026-2030 é um marco da abertura do mercado de gás natural, porque desloca o foco de contratos bilaterais históricos para uma tarifa regulada aprovada pela ANP sob regime de RMP para duas transportadoras estratégicas, a NTS e a TAG. A Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás) atribuiu à ANP a competência para estipular a RMP e aprovar as tarifas propostas pelo transportador, após consulta pública, e a Resolução ANP nº 991/2026 consolidou esse regime no modelo de contratação de capacidade por entrada e saída, com revisão periódica e critérios regulatórios explícitos para a BRA.

Nesse contexto, a definição da BRA é o núcleo econômico desta revisão tarifária. A própria ANP registrou que a Lei nº 14.134/2021 tornou a BRA central no cálculo da receita máxima e, portanto, da formação das tarifas de transporte, exigindo que a valoração dos ativos observe critérios de prudência, necessidade, eficiência e aderência ao serviço prestado. Para a NTS, a Nota Técnica nº 7/2026 explicita que a análise da Agência abrange a valoração da BRA, os investimentos do ciclo e os custos operacionais, justamente para assegurar adequada alocação de custos e evitar remuneração tarifária dissociada da infraestrutura efetivamente útil ao mercado.

Com o encerramento do contrato legado da Malha Sudeste (1.265,4 km de gasodutos), expirado em 31 de dezembro de 2025, é necessário trazer esses gasodutos para o regime tarifário regulado. Desta forma, a NTS operará neste ciclo 2026-2030 com uma parte em regime regulado e outra ainda com contratos legados a serem encerrados (Malha II, GASPAJ, GASDUC III e GASTAU). Em termos regulatórios, isso significa que a

transição do legado para o regime tarifário pleno exige critérios robustos para separar ativos prudentes e necessários de valores que não podem ser automaticamente carregados para a tarifa futura. A metodologia a ser aplicada nesta fase, provavelmente, será a utilizada para os demais contratos legados a vencer.

### 3 Do trabalho da ANP

A atuação da ANP merece reconhecimento porque tem sido ancorada em justificativas técnicas explícitas, com foco simultâneo em eficiência econômica, modicidade tarifária e equilíbrio econômico-financeiro dos transportadores. Na Nota Técnica nº 2/2026, a Agência explicita que a valoração da BRA, os investimentos e os custos operacionais devem ser examinados sob critérios de prudência e eficiência, dentro da abordagem definida pela Resolução ANP nº 991/2026.

A Lei nº 14.134/2021 estabeleceu que as tarifas serão propostas pelos transportadores e devem ser aprovadas pela ANP, a partir de regras previamente definidas. Entretanto, ainda que a proposição tenha origem na transportadora, a ANP não está obrigada a cancelá-la de forma automática ou sem ressalvas. Por isso, a ANP assumiu uma postura correta e institucionalmente madura: em vez de reproduzir valores apresentados de forma automática, a agência submeteu os dados ao rigor técnico, visando formar tarifas mais aderentes ao custo eficiente do serviço.

Também se destaca a transparência do processo. Na Consulta Pública nº 03/2026, a ANP disponibilizou não apenas as notas técnicas por transportadora, mas também planilhas de Valor de Reposição Depreciado e acesso ao processo administrativo no SEI. Além disso, a fundamentação metodológica publicada pela Agência declara referência expressa a práticas internacionais, especialmente à Australian Energy Regulator e às National Gas Rules, sinalizando esforço de benchmarking regulatório sério, e não mera importação retórica de modelos externos.

### 4 Do dever de informação do regulado

A resistência das transportadoras em fornecer informações completas, auditáveis e tempestivas à ANP não é juridicamente admissível. A Constituição impõe à Administração os princípios da publicidade e da eficiência (art. 37), atribui ao Estado, como agente normativo e regulador, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento (art. 174) e vincula os serviços públicos à fiscalização, aos direitos dos usuários e à política tarifária (art. 175). Em matéria tarifária, isso tem consequência direta: sem informação adequada, o regulador perde capacidade de verificar prudência de ativos, necessidade de custos e aderência da remuneração ao serviço prestado. Logo, sonegar, fragmentar ou racionar dados não afeta apenas o procedimento administrativo, afeta a própria legitimidade econômica da tarifa final.

O bloco infraconstitucional reforça esse dever: i) a Lei nº 9.478/1997 criou a ANP e incumbiu-a de regular e fiscalizar as atividades econômicas integrantes da indústria do

gás natural; ii) a Lei nº 13.848/2019 (Lei Geral das Agências Reguladoras) determina que a atuação das agências promova maior transparência e controle social (inciso I, §1º do Art. 15); iii) a Lei nº 12.527/2011 exige acesso à informação por procedimentos objetivos e ágeis (Art. 5º); e iv) a Lei nº 14.134/2021 atribui à ANP a tarefa de estipular a receita máxima permitida e os critérios de revisão tarifária, o que pressupõe base informacional íntegra e verificável (Art. 9º).

Além das informações à ANP, a Lei nº 14.134/2021 exige dos agentes da cadeia do gás natural a franquia das informações à sociedade:

*Art. 2º O proprietário ou operador de instalações de escoamento, processamento, transporte, estocagem e terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL) deverá disponibilizar, em meio eletrônico acessível aos interessados, informações sobre as características de suas instalações, os serviços prestados, as capacidades disponíveis, os dados históricos referentes aos contratos celebrados, às partes, aos prazos e às quantidades envolvidas, na forma de regulação da ANP.*

Portanto, o dever de informar não é faculdade colaborativa do regulado, é ônus jurídico inerente à sujeição regulatória.

No plano setorial, a Resolução CNPE nº 3/2022 determina que proprietários ou operadores das redes deem “transparência” e disponibilizem dados sobre remuneração, capacidades disponíveis, contratadas e utilizadas, usuários e negociações em curso. Adicionalmente, a ANP destaca que a Resolução nº 40/2016 aprovou o regulamento técnico de envio de dados e informações de transporte de gás natural.

A própria experiência recente da revisão tarifária confirma o problema. Na Nota Técnica nº 7/2026, a ANP registrou que o conjunto de informações apresentado não foi suficiente para aplicar o Método do Capital Recuperado (RCM) de forma tecnicamente consistente e prudente, advertindo que a ausência de base completa, auditável e metodologicamente robusta poderia gerar distorções na valoração da BRA, com impactos sobre a modicidade tarifária e a neutralidade regulatória.

À luz das leis e da regulação, as atividades delegadas ou reguladas em infraestrutura não são espaço de liberdade empresarial imune ao interesse público. Aplicado ao transporte de gás, isso significa que a transportadora não pode tratar informações sobre ativos, custos, investimentos, depreciação ou OPEX como dado discricionário de conveniência privada, porque esses elementos integram a própria base de cálculo da tarifa regulada e, portanto, a implementação da política pública setorial.

O ponto central é que a fundamentação técnica da atuação da agência depende de acesso tempestivo e íntegro à informação setorial. Sem isso, a autonomia regulatória fica esvaziada e a decisão técnica é capturada pela assimetria informacional do regulado.

Importa frisar que a alienação do controle societário da transportadora não rompe a continuidade jurídica da empresa, nem transfere as obrigações regulatórias relativas

ao passado: trata-se da mesma pessoa jurídica autorizada, apenas com alteração em sua estrutura acionária. Por isso, a companhia mantém responsabilidade pela integridade, consistência e disponibilização dos registros contábeis, operacionais e regulatórios referentes ao período anterior à venda, inclusive para fins de fiscalização e auditoria. Em termos práticos, a mudança de dono não apaga o histórico, não interrompe dever de prestação de informações e não afasta responsabilidade por dados pretéritos, porque o sujeito regulado continua sendo a mesma empresa.

Por isso, se o regulado não apresenta prova suficiente, a ANP pode adotar premissa conservadora e o menor valor tecnicamente defensável no processo, desde que motive expressamente o critério utilizado. Essa solução não configura arbitrariedade. É resposta regulatória proporcional à omissão do agente que detém a informação primária e decide não a produzir de modo adequado. Na revisão tarifária, o ônus da incerteza não deve recair sobre a modicidade tarifária, mas sobre o regulado que frustrou a instrução do processo.

Em síntese, informação incompleta não pode produzir vantagem regulatória para quem a omite. Caso a ANP opte por reduzir, desconsiderar ou glosar custos alegados pelas transportadoras em razão de omissão de informações, tal conduta constitui *enforcement* legítimo, compatível com boa-fé objetiva, interesse público e integridade regulatória. Assim, o nexos causal é simples: se a tarifa final for menor do que a expectativa do transportador, por conta da insuficiência probatória, o prejuízo decorre de sua própria negligência.

## 5 Das metodologias de valoração da BRA

A ANP estruturou a valoração da BRA a partir de três metodologias: Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI), Custo de Reposição Novo (CRN) e Método do Capital Recuperado (RCM). Na Nota Técnica nº 2/2026, a Agência definiu cada método e registrou que a escolha metodológica deve preservar prudência, eficiência, transparência e modicidade tarifária.

Em relação às metodologias:

- **CHCI:** parte do valor originalmente investido na aquisição ou construção do ativo, com base em registros contábeis, deduz a depreciação acumulada e corrige monetariamente o saldo, quando aplicável. Em tese, serve para preservar, em termos reais, o capital efetivamente investido e remunerar o investimento prudente, sem reprecificar o ativo por custos correntes de reposição. Para ser efetiva, depende de base histórica íntegra e auditável.
- **CRN:** esta metodologia estima quanto custaria reconstruir infraestrutura equivalente, com tecnologias atuais e preços vigentes, e depois aplica depreciação para refletir a vida útil consumida. Ela aproxima a BRA do custo econômico corrente de entrada e oferece uma alternativa quando o histórico contábil não é confiável ou não está disponível de forma verificável. Dentre as

limitações, ela pode capturar preços correntes que não correspondem ao custo real incorrido na implantação original da malha. Isso é especialmente relevante em infraestrutura antiga e intensiva em capital, como gasodutos, em que custos atuais embutem nova estrutura de preços e custos de construção.

- **RCM:** método que reconstrói o valor remanescente do capital a partir da trajetória efetiva de recuperação financeira do ativo, considerando receitas históricas recebidas, retorno sobre capital e depreciação implícita. Em vez de olhar apenas o custo inicial ou o custo corrente, mede quanto do capital original já foi recuperado e quanto ainda falta recuperar. É particularmente útil em transições regulatórias, verificação de consistência intertemporal da remuneração, auditoria econômica da base e mitigação de dupla remuneração.

Para os contratos legados vencidos o RCM é metodologicamente superior porque esses ativos foram remunerados sob tarifas bilateralmente negociadas com a Petrobras. Nessa situação, a pergunta regulatória mais importante não é quanto custaria reconstruir hoje o ativo, nem apenas qual foi seu custo histórico corrigido, mas quanto do capital originalmente investido já foi efetivamente recuperado pelos pagamentos feitos no contrato legado e qual saldo remanescente ainda pode ser reconhecido na BRA. A própria ANP definiu o RCM como método aplicável “nos casos de ativos nos quais vigoraram tarifas negociadas entre partes” e destacou que ele permite identificar quanto do investimento inicial já foi devolvido ao investidor e qual parcela permanece pendente, reduzindo o risco de dupla remuneração.

No entanto, segundo relato da ANP, não foi possível aplicá-lo integralmente porque faltaram informações essenciais para reconstruir a trajetória econômica do contrato: reconciliação completa e verificável das receitas efetivamente auferidas, dos custos operacionais incorridos, dos tributos pagos e da taxa de retorno apropriada ao longo de todo o período contratual. Sem esse conjunto, o cálculo do capital não recuperado perde rastreabilidade e pode distorcer a BRA. A Agência deixou expresso, porém, que não afasta o uso do RCM ainda no ciclo 2026-2030 caso surjam informações complementares, consistentes e verificáveis durante a consulta pública.

Entre CHCI e CRN, o CHCI é conceitualmente superior para ativos legados já construídos quando o objetivo regulatório é reconhecer o capital efetivamente investido, e não reprecificar a infraestrutura por custos correntes. A razão econômica é simples: o custo novo de reposição mede o preço atual de reconstrução, mas não o custo histórico real incorrido na implantação da malha. Em ativos antigos, essas duas grandezas podem divergir materialmente por efeitos de inflação acumulada, variação cambial, condições de financiamento, custo do aço e de outros insumos, preço de terrenos e servidões, custo de engenharia, estrutura tributária, risco-país e taxa de remuneração exigida na decisão original de investimento.

O problema é que, no caso concreto da NTS, o CHCI não pôde ser validado com segurança. A ANP identificou inconsistências relevantes nos dados históricos apresentados, inclusive divergência superior a 110% entre documentos auditados para

a mesma data-base. Nessa circunstância, o CHCI permanece, em tese, mais aderente ao custo efetivo do investimento, mas perde aplicabilidade prática por insuficiência de prova. Foi precisamente por isso que a ANP afastou RCM por falta de dados completos, afastou CHCI por inconsistência informacional e recorreu ao CRN depreciado como solução residual e operacionalmente verificável.

Pelo que consta na nota técnica da NTS, o CRN também não emerge como método imune a vícios metodológicos. Em primeiro lugar, para que sua aplicação produza resultados robustos, a ANP deveria dispor de uma base estruturada de preços de referência, formada a partir de pesquisas sistemáticas de mercado, dado que o próprio método se apoia no custo de reposição dos ativos, descontada a depreciação acumulada. Na ausência desse banco de dados, a inferência de preços foi baseada nas estimativas da KPMG, que partiu de fontes heterogêneas e restritas, como cotações diretas para compressores, estudos pontuais para gasodutos e um simulador desenvolvido por empresa terceira para pontos de entrega. Esse desenho não equivale a uma base ampla, padronizada e independentemente testada de preços de reposição para todo o universo de ativos.

Além da limitação informacional, a própria ANP registrou inconsistências estruturais na aplicação do CRN, especialmente no tratamento da depreciação. Na Nota Técnica nº 2/2026, a ANP reconhece, em abstrato, que o CRN envolve elevado grau de estimativa técnica e julgamento regulatório. Nesse cenário, não há base suficiente para afirmar que o CRN seja, por si, o melhor método, nem o único viável para a primeira revisão tarifária dos contratos legados vencidos de NTS. O que existe, no máximo, é uma escolha regulatória ainda sujeita a assimetria informacional e risco metodológico.

Ademais, o CRN não elimina a dificuldade associada aos contratos legados: a mensuração da depreciação econômica efetivamente consumida ao longo do tempo. Nesse ponto, a limitação é estrutural, pois, sem séries históricas e parâmetros observáveis suficientemente confiáveis, não se identifica com precisão qual parcela do valor do ativo já foi recuperada (e não deveria ser remunerada novamente).

Em relação à depreciação, o critério adotado pela ANP no CRN, de atribuir valor regulatório zero a ativos com 360 meses ou mais de operação efetiva, reduz parte do risco de remuneração indevida, mas não resolve, por si, todo o problema da dupla remuneração. Isso ocorre porque a regra opera com depreciação linear regulatória, contada a partir da entrada em operação e limitada a 30 anos, enquanto o risco econômico relevante nos contratos legados é outro: saber se as tarifas historicamente praticadas já permitiram recuperação do capital em ritmo superior ao perfil linear. Em outras palavras, zerar ativos muito antigos elimina casos evidentes, mas não revela quanto do capital dos ativos ainda remanescentes já foi economicamente amortizado no regime contratual anterior.

As notas técnicas da própria ANP reconhecem que as tarifas dos contratos legados continham componentes de depreciação, remuneração do capital e OPEX dimensionados para cobrir a operação e a manutenção ao longo da vigência contratual,

e a Nota Técnica nº 2/2026 admite ser razoável assumir que tais tarifas incorporaram, explícita ou implicitamente, parcelas destinadas à recuperação do investimento. Sob essa premissa, a simples aplicação de depreciação linear no CRN não captura eventual depreciação acelerada ou amortização econômica antecipada da BRA sob os contratos legados.

Dessa forma, sob a premissa de que o problema regulatório central da transição é identificar o capital ainda não recuperado, apenas o RCM enfrenta diretamente essa pergunta, porque reconstrói o valor residual com base nos fluxos históricos efetivos de receita, custos operacionais e remuneração do capital, em vez de inferi-lo apenas por memória contábil, como no CHCI, ou por custo corrente depreciado, como no CRN. Ou seja, o RCM é o único método dentre os avaliados que é capaz de apurar quanto do investimento original já foi financeiramente recuperado.

Assim, se a Agência pretende mitigar de forma robusta o risco de dupla cobrança aos usuários, precisa envidar esforços para viabilizar o RCM, exigindo das transportadoras as informações necessárias para reproduzir o fluxo de caixa obtido durante a vigência dos contratos legados, e extrair a BAR mais coerente.

Por fim, Resolução ANP nº 991/2026 condiciona a inclusão de bens e instalações na BRA à demonstração de que os investimentos foram prudentes e necessários à prestação do serviço. A ANP registra que, no caso da NTS, faltaram laudos de engenharia, estudos detalhados, cronogramas físico-financeiros e outros elementos mínimos para testar necessidade, prudência e eficiência. Por isso, mesmo após as glosas já promovidas, subsiste uma questão: quais critérios objetivos a ANP adotou, ativo a ativo, para atestar que a capacidade instalada era de fato requerida pelo sistema e que a solução escolhida foi a de menor custo.

## 6 Da aplicabilidade do cálculo no método RCM

No RCM, a valoração da BRA não se fundamenta nem no valor de reposição depreciado dos ativos, nem no custo contábil de aquisição igualmente depreciado. Sua lógica consiste em apurar o capital regulatoriamente remanescente a partir da recuperação econômica efetivamente ocorrida ao longo da vigência do arranjo contratual anterior. Em outros termos, o método busca identificar qual parcela do capital investido já foi recuperada pelo transportador por meio das receitas auferidas no período e qual parcela ainda permanece pendente de recuperação regulatória. Essa abordagem é expressamente admitida pela Resolução ANP nº 991/2026 para ativos cuja remuneração tenha ocorrido sob regime de tarifas negociadas entre as partes.

A aplicação do RCM exige, portanto, a reconstrução retrospectiva e tecnicamente consistente do fluxo econômico-financeiro associado à concessão ou ao contrato, com base em informações históricas completas, auditáveis e reconciliáveis. No caso da Malha Sudeste da NTS, isso implica reconstituir, para o período de 2005 a 2025, no mínimo: a receita efetivamente obtida pela aplicação das tarifas sobre a capacidade contratada; a base inicial de ativos; os custos operacionais eficientes, compreendendo

O&M e G&A; os investimentos incorporados ao ativo imobilizado; a depreciação contábil; os tributos incidentes; e a taxa de retorno aplicável ao capital investido. É a partir dessa trajetória observada de receitas, custos e remuneração que se torna possível apurar, de forma residual, o montante de capital ainda não recuperado e, conseqüentemente, a BRA de abertura do novo ciclo tarifário.

Sob essa metodologia, a depreciação regulatória não decorre, necessariamente, da vida útil física ou contábil dos ativos, mas da própria dinâmica de recuperação econômica do capital ao longo do período analisado. O foco do método não está na idade do ativo em si, mas na extensão em que o investimento já foi remunerado e devolvido ao transportador pelas receitas historicamente auferidas. Por essa razão, o valor residual da BRA ao término do período corresponde ao saldo econômico ainda não recuperado, devidamente atualizado, que poderá compor a base de remuneração do ciclo 2026-2030.

Trata-se, assim, de metodologia particularmente relevante em contextos de transição regulatória, pois permite mitigar o risco de dupla remuneração e conferir maior aderência intertemporal entre a remuneração passada e a base regulatória futura.

Para comprovar a utilidade do RCM no cálculo da BRA residual da NTS no final do contrato legado da Malha Sudeste, a FIESP fez uma simulação com dados estimados, admitindo-se algumas hipóteses históricas e de projeção retrospectiva. São elas:

- a) Para a simulação da receita líquida, foram utilizados para o cálculo a tarifa e capacidade contratada apresentadas no [Contrato Legado da Malha SE](#), referente a dezembro de 2005.
- b) Para o OPEX, foi utilizada a projeção média anual apresentada pela NTS na [Nota Técnica nº 7/2026](#), de R\$ 553,5, deflacionada para dezembro de 2005.
- c) Para a depreciação contábil, foi adotada a depreciação contábil de R\$ 433,33, informada nas [Informações Trimestrais do 4º trimestre de 2025 da NTS](#), ponderado por 62%, relativo à proporção, em km, da Malha SE para a NTS.
- d) Para tributos, 34%, relativo aos IRPJ e a CSSL.
- e) Para o CAPEX, as imobilizações apresentadas na planilha apresentada pela NTS da BAR pelo método do CHCI na planilha "[Anexo 2 BRA Existente CHCI](#)"
- f) Para a taxa WACC, o valor apresentado no documento SEI 3336570 de 8,5%.

Foram utilizados dois formatos: i) a metodologia do Fluxo de Caixa Livre para a Firma, utilizada pela NTS para o ciclo na planilha com o modelo de cálculo de Receita BRA para o Ciclo Regulatório 2026-2030 (SEI 4872898); e ii) o fluxo de caixa utilizado pela ARSESP na 5ª Revisão Tarifária da Comgás em 09/2024.

O resultado está apresentado nas figuras 1 e 2 abaixo e também na planilha anexa a esta contribuição.

| em MM R\$                                     | 2005              | 2006          | 2007            | 2008            | 2009          | 2023          | 2024          | 2025              |
|---|-------------------|---------------|-----------------|-----------------|---------------|---------------|---------------|-------------------|
| <b>Receita Líquida</b>                        | <b>5.584,28</b>   | <b>540,87</b> | <b>540,07</b>   | <b>566,35</b>   | <b>584,78</b> | <b>617,27</b> | <b>618,97</b> | <b>617,27</b>     |
| Capacidade contratada (MMm <sup>3</sup> /dia) |                   | 38,38         | 38,33           | 40,08           | 41,50         | 43,81         | 43,81         | 43,81             |
| Tarifa (R\$/MMBtu)                            |                   | 1,03          | 1,03            | 1,03            | 1,03          | 1,03          | 1,03          | 1,03              |
| OPEX  | 1.470,08          | 156,48        | 156,48          | 156,48          | 156,48        | 156,48        | 156,48        | 156,48            |
| <b>EBITDA</b>                                 | <b>4.114,20</b>   | <b>384,39</b> | <b>383,59</b>   | <b>409,87</b>   | <b>428,30</b> | <b>460,80</b> | <b>462,49</b> | <b>460,80</b>     |
| Depreciação Contábil                          | 1.284,70          | 77,91         | 97,10           | 128,16          | 129,17        | 163,79        | 167,07        | 167,07            |
| <b>EBIT</b>                                   | <b>2.829,50</b>   | <b>306,48</b> | <b>286,49</b>   | <b>281,71</b>   | <b>299,13</b> | <b>297,01</b> | <b>295,42</b> | <b>293,73</b>     |
| Tributos                                      | 962,03            | 104,20        | 97,41           | 95,78           | 101,71        | 100,98        | 100,44        | 99,87             |
| <b>NOPAT</b>                                  | <b>1.867,47</b>   | <b>202,28</b> | <b>189,08</b>   | <b>185,93</b>   | <b>197,43</b> | <b>196,03</b> | <b>194,98</b> | <b>193,86</b>     |
| CAPEX   | 1.730,43          | 37,44         | 585,66          | 942,01          | 28,04         | 61,79         | 92,61         | -                 |
| Valor Residual                                | (1.380,58)        |               |                 |                 |               |               |               | (1.499,32)        |
| <b>FCFF</b>                                   | <b>41,16</b>      | <b>242,75</b> | <b>(299,47)</b> | <b>(627,92)</b> | <b>298,56</b> | <b>298,02</b> | <b>269,44</b> | <b>(1.138,39)</b> |
| BARb  | 42,04             |               |                 |                 |               |               |               |                   |
| Depreciação BARb                              | 1.223,78          | 130,26        | 130,26          | 130,26          | 130,26        | 130,26        | 130,26        | 130,26            |
| Investimento                                  | 1.730,43          | 37,44         | 585,66          | 942,01          | 28,04         | 61,79         | 92,61         | -                 |
| Depreciação Investimento                      |                   | 1,96          | 21,15           | 52,20           | 53,22         | 87,83         | 91,11         | 91,11             |
| BARt  | 41,16             | (53,61)       | 380,63          | 1.140,18        | 984,74        | (1.149,17)    | (1.277,94)    | (1.499,32)        |
| BARf  | (1.380,58)        |               |                 |                 |               |               |               | (1.499,32)        |
| WACC  | 8,60%             |               |                 |                 |               |               |               |                   |
| IRPJ+CSSL                                     | 34,00%            |               |                 |                 |               |               |               |                   |
| Depreciação BRA                               | 309,87% (a)       |               |                 |                 |               |               |               |                   |
| <b>CHECK VPL</b>                              | <b>(0,00)</b> (b) |               |                 |                 |               |               |               |                   |
| <b>BAR @2025</b>                              | <b>(2.651,33)</b> |               |                 |                 |               |               |               |                   |

(a) variável para Atingir Meta  
(b) meta para Atingir Meta = 0

Figura 1 - Fluxo de Caixa da Firma (NTS).

| em MM R\$                                     | VPL (@2005)       | 2006          | 2007          | 2008          | 2009          | ... | 2023          | 2024          | 2025              |
|---|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-----|---------------|---------------|-------------------|
| <b>Receita Máxima Permitida (MMR\$/ano)</b>   | <b>5.584,28</b>   | <b>540,87</b> | <b>540,07</b> | <b>566,35</b> | <b>584,78</b> |     | <b>617,27</b> | <b>618,97</b> | <b>617,27</b>     |
| Capacidade contratada (MMm <sup>3</sup> /dia) |                   | 38,38         | 38,33         | 40,08         | 41,50         |     | 43,81         | 43,81         | 43,81             |
| Tarifa (R\$/MMBtu)                            |                   | 1,03          | 1,03          | 1,03          | 1,03          |     | 1,03          | 1,03          | 1,03              |
| <b>OPEX</b>                                   | <b>1.470,08</b>   | <b>156,48</b> | <b>156,48</b> | <b>156,48</b> | <b>156,48</b> |     | <b>156,48</b> | <b>156,48</b> | <b>156,48</b>     |
| <b>Depreciação Contábil</b>                   | <b>1.284,70</b>   | <b>77,91</b>  | <b>97,10</b>  | <b>128,16</b> | <b>129,17</b> |     | <b>163,79</b> | <b>167,07</b> | <b>167,07</b>     |
| Tributos                                      | 962,03            | 104,20        | 97,41         | 95,78         | 101,71        |     | 100,98        | 100,44        | 99,87             |
| BARi  | 41,16             |               |               |               |               |     |               |               |                   |
| BARb  | 42,04             | 79,48         | 665,14        | 1.607,15      | 1.635,19      |     | 2.418,32      | 2.510,92      | 2.510,92          |
| Depreciação BARb                              | 1.223,78          | 130,26        | 130,26        | 130,26        | 130,26        |     | 130,26        | 130,26        | 130,26            |
| <b>CAPEX</b>                                  | <b>1.730,43</b>   | <b>37,44</b>  | <b>585,66</b> | <b>942,01</b> | <b>28,04</b>  |     | <b>61,79</b>  | <b>92,61</b>  | <b>-</b>          |
| Depreciação CAPEX                             |                   | 1,96          | 21,15         | 52,20         | 53,22         |     | 87,83         | 91,11         | 91,11             |
| BARt  |                   | (53,61)       | 380,63        | 1.140,18      | 984,74        |     | (1.149,17)    | (1.277,94)    | (1.499,32)        |
| <b>BARf</b>                                   | <b>(1.380,58)</b> |               |               |               |               |     |               |               | <b>(1.499,32)</b> |
| <b>Receita Máxima Requerida</b>               | <b>5.584,28</b>   |               |               |               |               |     |               |               |                   |
| WACC  | 8,60%             |               |               |               |               |     |               |               |                   |
| IRPJ+CSSL                                     | 34,00%            |               |               |               |               |     |               |               |                   |
| Depreciação BAR/CAPEX                         | 309,87% (a)       |               |               |               |               |     |               |               |                   |
| <b>CHECK VPL</b>                              | <b>-</b> (b)      |               |               |               |               |     |               |               |                   |
| <b>BAR @2025</b>                              | <b>(2.651,33)</b> |               |               |               |               |     |               |               |                   |

(a) variável para Atingir Meta  
(b) meta para Atingir Meta = 0

Figura 2 - Fluxo de caixa regulatório (ARSESP).

Nos dois cálculos a BAR no final do período foi negativa. Ou seja, no período do contrato legado, a partir do fluxo de caixa das receitas projetadas e valores estimados, a NTS recuperou receita acima do que seria auferida a partir de uma receita máxima calculada, trazendo como resultado um valor residual negativo.

Assim, para determinar a BAR inicial para o ciclo 2026-2030, a ANP deverá apurar os dados e recalculer o fluxo de caixa do RCM para definir o valor residual da BAR do contrato legado da Malha Sudeste.

## 7 Do OPEX

As notas técnicas da ANP mostram que a transição para o regime de RMP exige custos “eficientes e prudentes”, baseados em dados do transportador e em referenciais de eficiência nacional ou internacional, além de adequada alocação entre regime regulado e contratos legados. A nota metodológica também indica que a projeção deve seguir lógica ancorada em custos observados, ajustados por itens não recorrentes, mudanças estruturais e produtividade, evitando reconstruções puramente orçamentárias, que tendem a inflar necessidades operacionais.

Há de se considerar que a NTS não é uma transportadora nova, são apenas contratos legados vencidos. Existe um histórico de custos que não deve ser menosprezado. Por isso, para a definição do OPEX regulatório para 2026-2030, a exigência da ANP não pode se limitar à segregação de custos por malha a partir de custos futuros apresentados pelas transportadoras.

Para que seja possível projetar o OPEX, a ANP precisa solicitar séries históricas padronizadas por malha, conta contábil, centro de custo e contrato associado. Com esse painel histórico será possível estimar tendência de gasto, expurgar eventos extraordinários e construir um fluxo de caixa confiável para a determinação das tarifas.

Os dados históricos da NTS são indispensáveis para identificar a trajetória do OPEX e converter gastos agregados em custos unitários vinculados às características da malha. Isso permite decompor o custo em métricas mais úteis à regulação, como custos fixos, custos por empregado, por quilômetro de gasoduto, por quantidade de pontos de entrada e saída, entre outros. Sem essa abertura, a projeção do ciclo 2026-2030 fica dependente de valores autodeclarados, com menor capacidade de teste e validação.

Assim, custos unitários criam duas oportunidades regulatórias. A primeira é melhorar a projeção do OPEX do ciclo tarifário, com base empírica mais robusta e aderente à rede operada, pois os custos unitários podem servir de *proxy* para estimar os custos eficientes. A segunda é permitir comparação de eficiência entre transportadoras, em linha com a Resolução ANP nº 991/2026, que exige fundamentação em dados históricos e referenciais de eficiência. O *benchmark* pode não ser perfeito, porque as malhas diferem em idade, construção, equipamentos, topografia, compressão e complexidade operacional, mas ainda assim fornece ordem de grandeza objetiva, reduz assimetria de informação e aumenta a transparência da parcela tarifária de OPEX.

O principal ganho é uma tarifa construída sobre parâmetros verificáveis, e não sobre custos pouco auditáveis. Se a ANP definir custos unitários eficientes conforme as características da rede, a projeção do OPEX tende a ser mais precisa e a limitar repasses indevidos. Isso não restringe a inclusão de custos extraordinários, mas caberá à transportadora justificar esses custos ao regulador, que poderá acatá-los ou não. Por isso, a base histórica detalhada é essencial para separar custo eficiente de exceção operacional e proteger o usuário contra sobrecustos.

## 8 Do CAPEX

A avaliação do CAPEX de NTS e TAG para 2026-2030 exige mais do que a segregação por malha, já cobrada pela ANP. As notas técnicas mostram falhas estruturais que limitam a análise regulatória completa: ausência de documentação técnica mínima, insuficiência de critérios objetivos para testar prudência e eficiência e risco de dupla recuperação de investimentos entre contratos legados. No caso da NTS, a ANP registrou que a proposta de *Sustaining* CAPEX, de R\$ 2.539 milhões para 2026-2030, somada a R\$ 363 milhões propostos para 2025, continha deficiências materiais, inclusive falta de laudos, estudos, cronogramas e orçamentos detalhados, além de risco de confusão entre *Sustaining*, *Augmentation* e outros tipos de investimento.

Por isso, a ANP deveria exigir o histórico anual de investimentos, por pelo menos cinco anos, discriminado por projeto, classe de ativo, malha, contrato associado e data de entrada em operação. Esse histórico permitiria avaliar a cadência real do CAPEX, identificar concentrações atípicas próximas do fim do contrato legado e testar a hipótese de postergação de investimentos que deveriam ter sido executados e remunerados ainda sob contratos legados, mas que podem estar sendo deslocados para o regime regulado.

A preocupação não é abstrata. A Nota Técnica da TAG, por exemplo, afirma que investimentos realizados durante a vigência contratual, em princípio, já deveriam estar cobertos pelas tarifas legadas e que sua inclusão posterior na BRA requer demonstração estrita de não captura pelo CRN, não atribuição aos contratos legados e ausência de dupla contagem.

Também é necessário exigir um comparativo entre os custos de investimento propostos e os custos utilizados na composição da BRA por tipo de ativo, porque essa confrontação funciona como teste elementar de razoabilidade. Se o investimento projetado em determinada classe, como estação de medição, compressão, TI operacional ou PIG instrumentado, cresce em proporção incompatível com a base existente, o ônus probatório da transportadora deve aumentar.

A ANP já aplicou esse raciocínio à NTS ao apontar categorias cujo CAPEX parecia destoar da BRA existente e ao mencionar risco de dupla contagem metodológica com a valoração por CRN em 31/12/2025. Isso melhora a transparência e reduz assimetria de informações, condição necessária para preservar modicidade tarifária e evitar subsídio cruzado intergeracional.