

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP  
SUPERINTENDÊNCIA DE INFRAESTRUTURA E MOVIMENTAÇÃO - SIM  
Coordenação-Geral de Cálculo Tarifário

NOTA TÉCNICA Nº 14/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ

Rio de Janeiro, *data da assinatura eletrônica*

**Assunto: Aplicação do Método de Capital Recuperado (*Recovered Capital Methodology* - RCM) para valoração dos ativos referentes ao Contrato Legado Malhas Sudeste da empresa Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS)**

Referência: 48610.209490/2025-12

**Índice:**

1. Introdução
2. O Método do Capital Recuperado (RCM) no Contexto da Regulação Econômica
  - 2.1. O problema da dupla recuperação de capital
  - 2.2. A lógica retrospectiva do RCM
  - 2.3. A Mecânica da Fórmula RCM
  - 2.4. O RCM na experiência regulatória australiana
    - 2.4.1. Aspectos Práticos e Diretrizes da ERA
    - 2.4.2. Custos de Construção como Âncora: Princípio Geral e Adaptações ao Contexto Brasileiro
    - 2.4.3. Taxa de Retorno (WACC)
    - 2.4.4. Tratamento da Inflação e Depreciação Negativa
3. O RCM e a Estrutura Regulatória dos Building Blocks
  - 3.1. Estrutura tradicional dos Building Blocks (regulação ex-ante)
  - 3.2. O rearranjo retrospectivo promovido pelo RCM (análise ex-post)
  - 3.3. Implicações regulatórias para ativos provenientes de contratos legados
    - 3.3.1. Visão Histórica dos Ativos: Malhas Sudeste e Nordeste
    - 3.3.2. Os Contratos Legados: Período 2006–2025
    - 3.3.3. O Momento Regulatório: a Transição para o Regime Ex-Ante
4. Custo de Reposição Novo (CRN) da Malha Sudeste
  - 4.1. Fonte de Dados Primários
  - 4.2. Tratamento de dados e seleção da amostra
  - 4.3. Conversões de Unidades e Variáveis Derivadas
  - 4.4. Cálculo do Custo Unitário por Categoria — Média Ponderada
  - 4.5. Determinação do Custo de Reposição Novo dos gasodutos da Malha Sudeste

## 5. Valor de Reposição Depreciado (VRD) dos ativos da Malha Sudeste

- 5.1. Modelo de Depreciação Ross-Heidecke
- 5.2. Fórmula Geral e Aplicação com  $c = 0$
- 5.3. Exemplo de Cálculo Detalhado: Reduc-Volta Redonda (GASVOL)
- 5.4. Resultados por Ativo — CRN e VRD
- 5.5. Análise dos Resultados e Consistências Verificadas
  - 5.5.1. Concentração de Valor no GASPAL
  - 5.5.2. Padrão de Depreciação e Coerência com a Curva Ross-Heidecke
  - 5.5.3. Síntese dos Resultados

## 6. Receita Líquida

- 6.1. Tarifa de Transporte e Base Contratual
- 6.2. Tarifas de 2006 e 2007 e Reajuste a partir de 2008
- 6.3. Capacidade Contratada de Transporte
- 6.4. Fórmula de Cálculo da Receita Líquida
- 6.5. Deduções Tributárias sobre a Receita
- 6.6. Receita Contratual e Pagamento Histórico da Petrobras (FAP)
- 6.7. Resultados Anuais: Receita Bruta e Receita Líquida (2006–2025)

## 7. Taxa de Retorno do Capital

- 7.1. Modelo e Formulação Geral
- 7.2. Período 2006–2013: Cálculo Anual pela NT nº 027/2006-SCM
  - 7.2.1. Estrutura de Capital
  - 7.2.2. Beta e Risco Sistemático
  - 7.2.3. Taxa Livre de Risco e Risco Brasil — Parâmetros Anualizados
  - 7.2.4. Resultados Anuais: Parâmetros e WACC Real (2006–2013)
- 7.3. Período 2014–2018: WACC Regulatório de 7,15% — RANP nº 15/2014
- 7.4. Período 2019–2025: Revisão Quinquenal — WACC de 7,25%
  - 7.4.1. Atualização dos Parâmetros pela NT 013/2019-SIM
  - 7.4.2. Resultado da Revisão — WACC de 7,25% e Comparação entre Períodos
- 7.5. Síntese — WACC Regulatório por Período

## 8. Apuração do IRPJ e da CSLL

- 8.1. Enquadramento Fiscal e Alíquotas
- 8.2. Gasodutos Valorados pelo CRN — Base Fiscal e Vida Útil Residual
  - 8.2.1. Conversão do CRN para Reais e Base Fiscal
  - 8.2.2. Vida Útil Residual e Encerramento Escalonado
- 8.3. Ativos Incorporados por CAPEX Incremental a partir de 2006
  - 8.3.1. Metodologia Geral — Lógica das Adições ao Imobilizado
  - 8.3.2. Gasodutos: GASCAR e Ramais do Anel de Gás
  - 8.3.3. Categorias de Bens e Instalações do Imobilizado — Classificação ANP
- 8.4. Apuração Anual do IRPJ e da CSLL (2006–2025)
- 8.5. Verificação de Consistência com os Tributos Declarados pela NTS (2017–2024)

## 9. Custos Operacionais

- 9.1. Contexto Institucional e Lacunas Informacionais
  - 9.1.1. Estrutura Operacional do Consórcio Malhas (2006–2016) e o Papel da Transpetro
  - 9.1.2. Reestruturação Societária e Transferência Operacional (2016–2017)
  - 9.1.3. As Solicitações de Dados e as Lacunas Remanescentes
- 9.2. Período 2008–2016: Dados Históricos da Petrobras
- 9.3. Período 2017–2025: Dados Declarados pela NTS
  - 9.3.1. Fonte e Critério de Alocação
  - 9.3.2. Abertura por Subcategoria
- 9.4. Ajuste dos Dados Históricos da Petrobras e Estimativa do Período 2006–2007
  - 9.4.1. Necessidade de Ajuste — Compatibilização de Escopo
  - 9.4.2. Período de Referência e Cálculo do Multiplicador
  - 9.4.3. Estimativa 2006–2007 a partir do Custo Unitário Ajustado de 2008
  - 9.4.4. Síntese e Conclusão: Série Estimada de Opex e Validação das Premissas (2006–2025)
- 10. Aplicação das premissas nominais
  - 10.1. Índice de Preços: IGP-M como Indexador Contratual e Metodológico
    - 10.1.1. Papel do IGP-M no Contrato de Transporte
    - 10.1.2. IGP-M como Indexador para Conversão do WACC Real em WACC Nominal em R\$
    - 10.1.3. Comportamento do IGP-M no Período 2006–2025
  - 10.2. WACC Nominal em R\$ (2006–2025)
  - 10.3. Justificativa do IGP-M como Cenário Mais Conservador
  - 10.4. Taxa de Câmbio R\$/US\$ (2006–2025)
- 11. Valor Residual da Base Regulatória de Ativos
  - 11.1. Fórmula e Mecânica da BRA
  - 11.2. BRA de Abertura (2006) e Aportes do Período 2006-2017 ao Valor de Aquisição
  - 11.3. Adições ao Imobilizado a partir de 2017 (Sustaining CAPEX)
  - 11.4. Evolução Anual da BRA (2006–2025)
  - 11.5. Análise da Trajetória da BRA
    - 11.5.1. Fase de Acumulação (2006–2012): Aportes dos Valores de Aquisição do GASCAR
    - 11.5.2. Fase de Amortização Gradual (2013–2021): Pressão da Receita vs. WACC
    - 11.5.3. Fase de Amortização Acelerada (2022–2025): Convergência para Zero
    - 11.5.4. Fase Pós-Aquisição: Recuperação Acelerada do Capital (2017–2025)
  - 11.6. Decomposição do Retorno sobre o Capital e o RCM Acumulado
- 12. Conclusão

### Índice de Tabelas:

Tabela 1 — Projetos excluídos por custo unitário atípico (*outliers* extremos)

Tabela 2 — Composição dos 111 projetos do universo inicial por tipo (projetos com Status = Completed, 2004–2006)

Tabela 3 — Amostra final: distribuição por categoria de diâmetro

Tabela 4 — Custos unitários médios ponderados por categoria de diâmetro

Tabela 5 — Custo de Reposição Novo dos ativos da Malha Sudeste

Tabela 6 — Parâmetros de cálculo de depreciação dos ativos da Malha SE

Tabela 7 — Critério de Heidecke: estados de conservação e coeficientes c

Tabela 8 — CRN e VRD por ativo da Malha Sudeste (data-base: 31/12/2005)

Tabela 9 — Comportamento não-linear da depreciação Ross-Heidecke

Tabela 10 — Indicadores de CRN e VRD dos ativos da Malha Sudeste

Tabela 11 — Tarifa de Transporte do Contrato Legado da Malha Sudeste

Tabela 12 — Valores anuais de capacidade do Contrato Legado da Malha Sudeste (em MMm<sup>3</sup>/dia)

Tabela 13 — Tributos e alíquotas incidentes sobre a Receita Bruta

Tabela 14 — Receita Bruta e Receita Líquida anuais (R\$ mil, nominais)

Tabela 15 — Parâmetros e WACC Real (US\$, após impostos) — 2006 a 2013

Tabela 16 — Parâmetros e Resultados do CMPC — Período 2014–2018

Tabela 17 — Comparação dos Parâmetros do CMPC entre os Três Períodos Regulatórios

Tabela 18 — Síntese do WACC Regulatório por Período (2006–2025)

Tabela 19 — Base Fiscal e Vida Útil Residual dos Gasodutos Valorados pelo CRN

Tabela 20 — Evolução da quota anual do CRN total dos ativos da Malha Sudeste

Tabela 21 — CAPEX Incremental dos gasodutos GASCAR e Ramais 16" e 20"

Tabela 22 — Categorias de Bens e Instalações: CAPEX Total, Adições ao Imobilizado e Participação

Tabela 23 — Apuração Anual do LAIR Ajustado e IRPJ+CSLL (R\$ mil, nominais)

Tabela 24 — Confronto entre IRPJ/CSLL estimado (Malha Sudeste) e Tributos Diretos declarados pela NTS (R\$ mil)

Tabela 25 — Pagamentos da Petrobras à Transpetro para o Contrato Malha SE (2008–2016)

Tabela 26 — Opex NTS: Detalhamento O&M e G&A por Ano (2017–2024, R\$ mil)

Tabela 27 — Ajuste dos Dados PBR por G&A e Direito de Passagem — Período de Referência 2008–2016 (R\$ mil, nominais)

Tabela 28 — Série Anual Estimada de Opex por Fonte e Tratamento (R\$ mil, nominais)

Tabela 29 — Opex Ajustado/Declarado como Proporção da Receita Líquida (2006–2025)

Tabela 30 — Índices de Preços Anuais e Fator Acumulado IGP-M (2006–2025)

Tabela 31 — Cálculo do WACC Nominal em R\$ (2006–2025)

Tabela 32 — Efeito metodológico dos indexadores sobre o WACC nominal e o Retorno de Capital

Tabela 33 — Taxa de Câmbio Média Anual (R\$/US\$) e Variação (2006–2025)

Tabela 34 — Aportes e Baixas da BRA por Grupo de Origem (2006–2025, R\$ mil)

Tabela 35 — Adições ao Imobilizado a partir de 2017 por Categoria (Sustaining CAPEX, R\$ mil, totais 2017–2025)

Tabela 36 — Evolução da BRA: Saldos de Abertura, Movimentações e Fechamento (R\$ mil, nominais)

## 1. INTRODUÇÃO

A definição da Base Regulatória de Ativos (BRA) constitui elemento central da regulação econômica de infraestruturas monopolistas, uma vez que dela derivam a remuneração do capital investido, a depreciação regulatória e, conseqüentemente, a Receita Máxima Permitida (RMP) e as tarifas associada à prestação do serviço de transporte de gás natural. A determinação adequada da BRA possui implicações diretas sobre a modicidade tarifária, a sustentabilidade econômico-financeira do transportador e os incentivos à expansão eficiente da infraestrutura.

O desafio regulatório torna-se particularmente relevante em contextos de transição institucional, nos quais ativos originalmente desenvolvidos sob regime verticalizado e monopolista passam a operar em ambiente regulado de acesso aberto. Nessas circunstâncias, a ausência de uma base regulatória histórica formalmente estabelecida impõe ao regulador a necessidade de definir metodologias capazes de estimar, de forma técnica e economicamente consistente, o valor residual dos ativos que ingressam no novo ciclo regulatório.

Quando as tarifas são definidas via negociação comercial — especialmente entre partes relacionadas ou em ambiente de monopólio de fato, como foi o caso histórico da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras no segmento de transporte de gás natural no Brasil até a publicação da Lei do Gás — o vínculo entre a tarifa cobrada e o custo subjacente do ativo é rompido ou obscurecido. A tarifa negociada pode ser significativamente superior ao nível de recuperação de custos eficientes, implicando recuperação acelerada de capital não capturada pela contabilidade regulatória tradicional. Esse é precisamente o caso dos ativos vinculados ao Contrato Legado da Malha Sudeste, operada pela Nova Transportadora do Sudeste S.A. – NTS. Os gasodutos que compõem a malha foram originalmente construídos pela Petrobras em diferentes períodos históricos, muitos deles antes mesmo da estruturação do mercado regulado de transporte de gás natural no Brasil. Durante décadas, tais ativos operaram sob lógica verticalizada, integrada às atividades da própria Petrobras, e posteriormente passaram a ser utilizados no âmbito de contratos legados firmados antes da consolidação do atual arcabouço regulatório do setor.

Com o encerramento dos contratos legados em dezembro de 2025 e a transição para um regime de acesso aberto plenamente regulado, surge a necessidade de estabelecer a Base Regulatória de Ativos aplicável ao novo ciclo tarifário. Nesse contexto, torna-se necessário adotar metodologia de valoração capaz de refletir adequadamente a realidade econômica remanescente dos ativos, considerando suas características físicas, sua trajetória operacional e a dinâmica histórica de recuperação do capital investido.

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

O RCM aborda essa lacuna de forma sistemática. Ao contrário dos métodos prospectivos (*forward-looking*) que estimam quanto um ativo deveria custar para ser construído hoje, o RCM é teste financeiro retrospectivo (*backward-looking*) (AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR, 2023). Formula-se pergunta fundamental: dadas as receitas efetivamente arrecadadas ao longo da vida operacional do ativo, quanto do investimento original permanece financeiramente não recuperado?

Ao reconstruir os fluxos de caixa históricos do ativo desde sua construção, o RCM calcula o "Retorno do Capital" (depreciação econômica) não como cronograma contábil fixo predeterminado, mas como variável residual derivada dos dados efetivos. Se as receitas históricas foram altas em relação aos custos operacionais e ao custo de oportunidade do capital, o termo residual calculado como Retorno do Capital é grande, e conseqüentemente o valor remanescente do ativo é baixo (BRATTLE GROUP, 2018, p. 7).

Esse método alinha a realidade econômica da vida financeira do ativo com o seu futuro regulatório, prevenindo lucros excessivos injustificados e garantindo que usuários futuros não paguem novamente por ativos já amortizados economicamente.

Assim, a presente Nota Técnica analisa a aplicação do Método do Capital Recuperado (*Recovered Capital Method* – RCM) à valoração dos ativos da Malha Sudeste da NTS. O método foi originalmente desenvolvido no contexto da regulação australiana de gasodutos pelo *Australian Energy Regulator* (AER) e constitui abordagem voltada à estimação do capital economicamente ainda não recuperado em ativos de infraestrutura sujeitos a processos de transição regulatória.

Para viabilizar a aplicação do RCM ao contexto brasileiro, esta Nota Técnica parte inicialmente da estimação do Custo de Reposição Novo (CRN) dos ativos da Malha Sudeste, utilizando metodologia baseada em projetos comparáveis de gasodutos de transmissão norte-americanos disponibilizados pela *U.S. Energy Information Administration* (EIA). A partir desse valor de referência, aplica-se metodologia de depreciação econômica compatível com o perfil operacional

dos ativos, permitindo estimar o Valor de Reposição Depreciado (VRD) e, posteriormente, avaliar a trajetória histórica de recuperação de capital associada às receitas obtidas durante o período legado.

A estrutura desta Nota Técnica está organizada da seguinte forma: inicialmente, apresentam-se os fundamentos conceituais do Método do Capital Recuperado (RCM), incluindo o problema regulatório da dupla recuperação de capital e sua relação com a estrutura regulatória dos *Building Blocks*. Em seguida, descreve-se a metodologia de estimação do Custo de Reposição Novo (CRN) da Malha Sudeste, incluindo critérios de seleção da amostra de projetos comparáveis, cálculo dos custos unitários e extrapolação para os ativos da NTS. Posteriormente, apresenta-se o modelo de depreciação adotado para obtenção do Valor de Reposição Depreciado (VRD), seguido da aplicação do Método do Capital Recuperado (RCM) para reconstrução da trajetória econômica dos ativos ao longo do período legado. Por fim, discutem-se as implicações regulatórias dos resultados obtidos para a definição da Base Regulatória de Ativos da Malha Sudeste no novo ciclo regulatório do transporte de gás natural no Brasil.

O Anexo I (SEI 5994063) apresenta Planilha de Cálculo do RCM para os ativos referente ao Contrato Malha Sudeste da NTS.

## **2. O MÉTODO DO CAPITAL RECUPERADO (RCM) NO CONTEXTO DA REGULAÇÃO ECONÔMICA**

### **2.1. O problema da dupla recuperação de capital**

A definição da Base Regulatória de Ativos (BRA) em setores de infraestrutura monopolista pressupõe, em condições normais de regulação econômica, a existência de trajetória histórica consistente de remuneração e depreciação dos ativos regulados. Em modelos regulatórios maduros, a BRA é normalmente “rolada para frente” (*rolled forward*) ao longo do tempo, de forma que o valor residual do ativo em cada ciclo tarifário decorre diretamente da base inicial, acrescida de novos investimentos prudentes e deduzida da depreciação regulatória acumulada.

Esse mecanismo assegura consistência intertemporal à regulação econômica, permitindo ao regulador acompanhar de forma transparente a recuperação gradual do capital investido. Ao mesmo tempo, protege os usuários contra a cobrança continuada de ativos já amortizados e garante ao investidor a recuperação integral do capital prudentemente empregado na prestação do serviço.

A dificuldade emerge quando ativos ingressam em regime de regulação ex-ante após décadas de operação sob arranjos institucionais distintos, caracterizados por tarifas negociadas bilateralmente, ausência de controle tarifário baseado em custos eficientes ou integração vertical da indústria. Nesses casos, inexistem uma Base Regulatória de Ativos historicamente consolidada que permita ao regulador identificar, de maneira objetiva, quanto do investimento original já foi economicamente recuperado.

Esse problema assume especial relevância no segmento brasileiro de transporte de gás natural. Antes da consolidação do atual marco regulatório do setor, os gasodutos de transporte foram construídos e operados em ambiente de monopólio verticalizado, integrado às atividades da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras. As tarifas de transporte associadas aos contratos legados não resultavam de metodologia regulatória baseada em custos eficientes, mas de negociações comerciais realizadas em contexto de reduzida contestabilidade competitiva e forte assimetria estrutural de mercado.

Nessas circunstâncias, existe a possibilidade de que parcela relevante do investimento originalmente realizado nos ativos já tenha sido economicamente recuperada ao longo do período legado. Caso o regulador desconsidere essa trajetória histórica e adote exclusivamente metodologias prospectivas de custo histórico ou custo de reposição integral, surge o risco de dupla recuperação de capital (*double recovery*), situação em que os usuários futuros passam a remunerar novamente ativos cujo investimento já foi substancialmente amortizado pelas receitas pretéritas.

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

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

### **2.2. A lógica retrospectiva do RCM**

O Método do Capital Recuperado (RCM) foi desenvolvido como instrumento de valoração regulatória destinado a reconstruir economicamente a trajetória histórica de recuperação do investimento associado a um determinado ativo de infraestrutura. Diferentemente das metodologias convencionais de custo de reposição ou custo histórico depreciado — que possuem natureza essencialmente prospectiva —, o RCM opera sob lógica retrospectiva (*backward-looking*).

A pergunta central do método não é quanto custaria reconstruir o ativo no presente, mas sim quanto do investimento originalmente realizado permanece efetivamente não recuperado após anos ou décadas de operação e geração de receitas tarifárias.

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

O valor residual obtido após essas deduções corresponde à parcela de recuperação efetiva de capital ocorrida naquele período. A aplicação sucessiva desse procedimento ao longo da trajetória operacional do ativo permite estimar dinamicamente o montante de capital já amortizado economicamente e, por consequência, o valor residual remanescente justificável para fins regulatórios.

Sob essa lógica, quanto maiores tiverem sido as receitas históricas do ativo relativamente aos custos operacionais e ao custo de oportunidade do capital, maior terá sido a recuperação econômica do investimento ao longo do tempo. Consequentemente, menor tenderá a ser o valor residual regulatório do ativo ao final do período analisado.

O método possui particular relevância em ambientes nos quais as tarifas históricas possam ter incorporado remuneração superior àquela compatível com modelos regulatórios baseados em custos eficientes. Nessas situações, o RCM funciona como mecanismo de neutralização de sobre recuperações pretéritas de capital, impedindo que ativos já amortizados economicamente permaneçam integralmente incorporados à nova Base Regulatória de Ativos.

Importante destacar que o método não pretende revisar retroativamente contratos ou receitas legitimamente auferidas no passado. Sua finalidade é distinta: assegurar que a definição da Base Regulatória de Ativos para o novo ciclo regulatório reflita adequadamente a realidade econômica remanescente da infraestrutura, evitando que consumidores futuros suportem encargos associados a investimentos já recuperados.

O RCM representa, assim, instrumento de transição regulatória voltado à compatibilização entre dois objetivos fundamentais da regulação econômica: a preservação da remuneração adequada do capital efetivamente ainda não recuperado e a proteção da modicidade tarifária no novo ambiente regulado.

### 2.3. A Mecânica da Fórmula RCM

O RCM constitui fundamentalmente análise de fluxo de caixa convertida em valoração de ativos. Ao contrário da contabilidade padrão, onde a depreciação é input predeterminado (por exemplo, depreciação linear de 3,33% ao ano, no caso de gasodutos com 30 anos de vida útil), no RCM a depreciação econômica (Retorno de Capital) é o output residual da equação. Trata-se de abordagem de engenharia financeira reversa que inverte a lógica tradicional da BRA.

A equação fundamental para o Valor do Ativo no tempo  $t$  ( $VA_t$ ) sob o RCM é:

$$VA_t = \text{Custo de Construção}_0 + \sum_{i=1}^t \text{Capex}_i - \sum_{i=1}^t \text{Baixas}_i - \sum_{i=1}^t \text{Retorno de Capital}_i$$

Onde o Retorno de Capital para qualquer ano dado  $i$  é calculado como resíduo do fluxo de caixa:

$$\text{Retorno de Capital}_i = \text{Receita}_i - (\text{Opex}_i + \text{Impostos}_i + \text{Retorno Sobre o Capital}_i)$$

E o Retorno Sobre o Capital é definido como o custo de oportunidade do capital investido:

$$\text{Retorno Sobre o Capital}_i = VA_{i-1} \times WACC_i$$

#### Interpretação Detalhada dos Componentes:

- Receita como Condutor: O cálculo começa com a receita real coletada pelo proprietário do gasoduto em cada ano. Em regimes negociados, isso é dado fático extraído dos registros contábeis, não valor "permitido" ou "aprovado" previamente pelo regulador como ocorre na regulação ex-ante.
- Dedução de Custos: Desta receita efetiva, o método deduz as despesas operacionais reais (Opex), a responsabilidade fiscal efetiva (Impostos) e retorno teórico justo sobre o capital investido (Retorno Sobre o Capital). Este último componente reflete o custo de oportunidade do capital — o retorno que os investidores poderiam obter em investimentos alternativos de risco comparável.
- O Resíduo como Depreciação Econômica: Qualquer receita remanescente após cobrir esses custos operacionais e financeiros é considerada o "Retorno do Capital" — isto é, a parte da receita que efetivamente amortizou o investimento original. Esta é a depreciação econômica real, não a depreciação contábil.
- Ajuste da Base de Ativos: Este Retorno do Capital calculado é cumulativamente deduzido da base de ativos original ao longo do tempo.

### Implicação Prática

Se operador de gasoduto cobrou preços de monopólio ou significativamente acima do custo eficiente (Receita alta), o termo residual (Receita – Opex – Impostos – Retorno Sobre o Capital) torna-se muito grande. Consequentemente, o Retorno do Capital acumulado é grande, e o Valor do Ativo (VA) é amortizado financeiramente de forma acelerada.

É matematicamente possível — e de fato provável em casos de monopólio — que o Valor do Ativo calculado pelo RCM chegue a zero (ou até valores negativos, implicando sobre recuperação de capital) muito antes do fim da vida física útil do ativo. Isso revela de forma transparente e matematicamente rigorosa que os usuários históricos já pagaram integralmente pelo ativo através de tarifas passadas elevadas.

## 2.4. O RCM na experiência regulatória australiana

A principal referência internacional para aplicação regulatória do Método do Capital Recuperado encontra-se na experiência australiana de regulação de gasodutos de transporte de gás natural, conduzida pelo *Australian Energy Regulator* (AER) no âmbito das *National Gas Rules* (NGR).

O sistema regulatório australiano distingue duas categorias principais de gasodutos: os *scheme pipelines*, sujeitos à regulação econômica ex-ante completa, e os *non-scheme pipelines*, submetidos a regimes de acesso negociado. Foi justamente nesse segundo grupo — caracterizado pela inexistência de tarifas previamente aprovadas pelo regulador — que surgiu a necessidade de desenvolvimento de metodologia capaz de estimar o valor residual economicamente justificável dos ativos após longos períodos de operação sob tarifas negociadas.

Nesse contexto, o AER institucionalizou o *Recovered Capital Method* como instrumento regulatório destinado a avaliar quanto do investimento originalmente realizado em determinado gasoduto já havia sido recuperado economicamente por meio das receitas históricas auferidas pelo operador da infraestrutura.

A lógica subjacente ao modelo australiano reconhece que ativos operados durante longos períodos em mercados pouco competitivos podem ter gerado receitas suficientes para recuperar parcela substancial — ou até integral — do capital investido, ainda que isso não esteja refletido em registros contábeis tradicionais. Por essa razão, o regulador australiano passou a adotar abordagem baseada na reconstrução econômica dos fluxos históricos de caixa do ativo, em substituição à simples utilização de metodologias contábeis convencionais.

A experiência australiana tornou-se particularmente relevante na literatura regulatória internacional porque demonstra a viabilidade prática de utilização do RCM em ambientes de transição institucional envolvendo ativos legados de infraestrutura energética. Além disso, evidencia que a aplicação do método pode ser compatível com os princípios de segurança jurídica, previsibilidade regulatória e incentivo ao investimento, desde que baseada em critérios transparentes, auditáveis e metodologicamente consistentes.

Embora o contexto institucional brasileiro possua diferenças relevantes em relação ao modelo australiano, ambas as experiências compartilham elemento central comum: **a necessidade de definir bases regulatórias iniciais para ativos que operaram durante longos períodos fora de regime tarifário regulado ex-ante.**

No caso brasileiro, o encerramento dos contratos legados de transporte de gás natural e a transição para ambiente regulado de acesso aberto tornam especialmente pertinente a utilização de metodologia capaz de incorporar explicitamente a trajetória histórica de recuperação econômica dos ativos. Nesse sentido, a experiência australiana fornece importante referencial conceitual e metodológico para a aplicação do RCM à valoração da Malha Sudeste da NTS.

#### 2.4.1. Aspectos Práticos e Diretrizes da AER

A institucionalização do RCM pela experiência regulatória australiana consolidou um conjunto de diretrizes metodológicas voltadas a garantir consistência, comparabilidade entre prestadores e prevenção de manipulação contábil na divulgação de informações financeiras de gasodutos. Essas diretrizes identificam os principais pontos de vulnerabilidade do método — áreas onde operadores historicamente tentaram inflacionar o valor dos ativos ou minimizar a recuperação de capital aparente — e são diretamente relevantes para a aplicação do RCM ao contexto brasileiro, onde os contratos legados introduzem desafios adicionais de reconstituição histórica.

#### 2.4.2. Custos de Construção como Âncora: Princípio Geral e Adaptações ao Contexto Brasileiro

Na formulação normativa da AER, o RCM toma como âncora o custo de construção do ativo, conforme previsto na Regra 113Z(5)(b)(i) das *National Gas Rules* (Austrália, 2026). Essa ancoragem decorre de um objetivo específico: verificar se o capital efetivamente implantado foi recuperado pelas receitas geradas ao longo da vida do ativo. A preferência pelo custo histórico real, quando disponível, visa reduzir a margem para manipulação estratégica da base de ativos e manter a coerência interna do teste financeiro retrospectivo.

Contudo, esse princípio está longe de ser absoluto, e a própria norma australiana reconhece isso de forma explícita. A Regra 113Z(5) (Austrália, 2026) admite que o valor do ativo seja determinado de forma diferente do custo de construção sempre que a aplicação desse critério for inconsistente com o objetivo de facilitar o acesso a serviços de gasodutos em termos razoáveis, isto é, a preços e em outras condições que, tanto quanto praticável, reflitam os resultados de um mercado razoavelmente competitivo.

A experiência prática da primeira rodada de divulgações sob o Part 23, relativa ao período de 1º de janeiro a 30 de junho de 2018 e analisada pelo Brattle Group, demonstra que essa abertura não foi meramente formal. O próprio Brattle Group observou que, embora as informações mais recentes parecessem derivar dos sistemas contábeis e gerenciais ordinários dos prestadores, para alguns gasodutos as informações históricas de anos mais remotos foram estimadas, e não simplesmente extraídas de registros primários contemporâneos. Exemplos expressamente mencionados incluem o Moomba to Adelaide Pipeline System, ou MAPS[1], da EPIC, e gasodutos da APA Group[2] (BRATTLE GROUP, 2019, §§ 79–83).

Esse ponto é coerente com a orientação posteriormente consolidada pela AER. Nas *Guidelines* de 2023, o RCM exige que o prestador reporte, entre outros elementos, a data de construção, o custo de construção dos ativos, o capex incorrido, as disposições de ativos e o retorno de capital. A AER também admite que, quando o custo histórico de construção não puder ser localizado após diligência razoável, o prestador utilize uma estimativa desse custo histórico. (AER, 2023, Guidelines, §§ 2.6.3–2.6.4 e 2.6.14).

#### 2.4.3. Taxa de Retorno (WACC)

O cálculo do RCM é altamente sensível ao Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) utilizado. WACC mais alto aumenta o componente Retorno Sobre o Capital na equação, o que conseqüentemente diminui o resíduo Retorno de Capital, mantendo assim o Valor do Ativo mais alto por mais tempo.

O estudo do Brattle Group observa que prestadores de serviços frequentemente tentavam inflar o WACC histórico retroativo para minimizar artificialmente a recuperação de capital calculada, preservando valores de ativos mais altos que justificariam tarifas futuras mais elevadas (BRATTLE GROUP, 2018, p. 85).

Para prevenir tal manipulação estratégica, a AER exige que o WACC usado nos cálculos do RCM siga metodologia prescrita e transparente (tipicamente o modelo CAPM de Sharpe-Lintner) consistente com o instrumento de taxa de retorno da AER aplicável a gasodutos regulados. Isso impede que os operadores inflem artificialmente o valor remanescente do ativo alegando custo histórico de capital próprio exorbitante ou inconsistente com as condições de mercado da época.

#### 2.4.4. Tratamento da Inflação e Depreciação Negativa

O RCM é tipicamente calculado em termos nominais. A base de ativos não é automaticamente indexada pela inflação da mesma maneira que BRA regulada padrão em regime ex-ante (que usa WACC real e indexa o ativo pela inflação esperada). Em vez disso, o RCM trabalha com receitas nominais históricas efetivas e WACC nominal correspondente ao período.

Uma característica única e importante do RCM é o tratamento dos fluxos de caixa no início da vida operacional do ativo. Nos primeiros anos de um gasoduto, as receitas podem ser baixas devido à fase de *ramp-up* da demanda,

enquanto o Opex e os custos financeiros (juros sobre o capital) permanecem relativamente fixos.

Se em determinado ano:  $Receita < (Opex + Impostos + Retorno Sobre o Capital)$ , então o Retorno de Capital calculado para esse ano é negativo. Matematicamente, deduzir um número negativo é equivalente a adicionar valor positivo, o que aumenta o Valor do Ativo.

Isso reflete com precisão a realidade econômica subjacente: o proprietário não está recuperando capital naquele período, mas está efetivamente capitalizando perdas operacionais (ou retornos diferidos) na base de ativos, as quais deverão ser recuperadas em períodos posteriores quando as receitas se tornarem adequadas. É análogo a hipoteca com pagamentos insuficientes nos primeiros anos, onde o saldo devedor aumenta.

### 3. O RCM E A ESTRUTURA REGULATÓRIA DOS *BUILDING BLOCKS*

#### 3.1. Estrutura tradicional dos *Building Blocks* (regulação ex-ante)

A abordagem dos *Building Blocks* constitui a estrutura conceitual predominante na regulação econômica de infraestruturas monopolistas em diversos setores regulados, incluindo transporte de gás natural, transmissão de energia elétrica e saneamento. Seu objetivo central é determinar a Receita Máxima Permitida (RMP) necessária para assegurar a prestação eficiente do serviço, a recuperação gradual do capital investido e a remuneração adequada do investidor.

Nesse modelo, a receita regulatória anual é normalmente composta por quatro blocos fundamentais: (i) despesas operacionais eficientes (*Operating Expenditures* – Opex); (ii) depreciação regulatória ou retorno do capital; (iii) remuneração sobre a Base Regulatória de Ativos mediante aplicação do custo médio ponderado de capital (WACC); e (iv) tributos, ajustes e componentes regulatórios complementares.

A fórmula fundamental dos *Building Blocks* é:

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

Onde os componentes são:

$$BRA_{t-1} \times WACC = \text{Retorno sobre o Capital (remuneração do capital investido)}$$

$Depr_{Regulatória,t}$  = Retorno do Capital (depreciação regulatória, tipicamente linear ou outro método predeterminado)

$$Opex_t = \text{Despesas operacionais eficientes projetadas}$$

$$Tributos_t = \text{Impostos sobre a receita e sobre o lucro}$$

A lógica econômica subjacente ao modelo é relativamente simples. O regulador parte de uma Base Regulatória de Ativos previamente definida e calcula qual receita anual é necessária para: cobrir os custos operacionais eficientes da prestação do serviço; devolver gradualmente ao investidor o capital originalmente investido por meio da depreciação regulatória; e remunerar o saldo de capital ainda não recuperado mediante taxa de retorno compatível com o risco da atividade.

Ao final de cada ciclo tarifário, a Base Regulatória de Ativos é atualizada por meio do mecanismo conhecido como *rolled forward*, segundo o qual o saldo da base regulatória do período anterior é acrescido dos novos investimentos prudentes e reduzido pela depreciação regulatória acumulada. Dessa forma, a trajetória de recuperação do capital ocorre de maneira gradual, previsível e transparente ao longo da vida útil dos ativos.

A consistência do modelo depende, contudo, da existência de uma Base Regulatória de Ativos inicial claramente definida e historicamente acompanhada pelo regulador. É justamente essa condição que se mostra ausente em contextos de transição regulatória envolvendo ativos legados operados durante décadas sob tarifas negociadas ou arranjos institucionais não submetidos à regulação econômica ex-ante.

### 3.2. O rearranjo retrospectivo promovido pelo RCM (análise ex-post)

O Método do Capital Recuperado (RCM) preserva os mesmos fundamentos econômicos da abordagem dos *Building Blocks*, porém reorganiza sua aplicação em sentido temporal inverso.

Na estrutura regulatória tradicional, o regulador parte de uma Base Regulatória de Ativos conhecida para calcular prospectivamente a receita necessária à prestação do serviço. O RCM inverte completamente esta lógica. Ele toma a Receita Real ( $Receita_{real,t}$ ) como *input* dado e conhecido (uma vez que foi historicamente determinada por negociação comercial ou contrato), e resolve para encontrar o Retorno Real do Capital (Retorno de Capital $_{real,t}$ ) que foi efetivamente recuperado:

$$Receita_{real,t} = (BRA_{t-1} \times WACC) + \text{Retorno de Capital}_{real,t} + Opex_{real,t} + \text{Tributos}_{real,t}$$

Rearranjando algebricamente esta equação para isolar o Retorno de Capital $_{real,t}$ :

$$\text{Retorno de Capital}_{real,t} = Receita_{real,t} - Opex_{real,t} - \text{Impostos}_{real,t} - (BRA_{t-1} \times WACC)$$

Esta inversão matemática da fórmula demonstra que o RCM é, na verdade, aplicação retrospectiva (*backward-looking*) da mesma estrutura de *Building Blocks* utilizada na regulação ex-ante, mas para verificar ex-post a consistência econômica dos retornos efetivamente auferidos ao longo do tempo.

O valor residual do ativo ao final do período de contrato legado ( $BRA_{final}$ ) é o capital inicial menos a soma acumulada de todo o capital real recuperado ao longo dos anos:

$$BRA_{final} = \text{Custo}_{\text{Construção},0} + \sum_{i=1}^T \text{Capex}_i - \sum_{i=1}^T \text{Baixas}_i - \sum_{i=1}^T \text{Retorno de Capital}_{real,i}$$

Substituindo a fórmula expandida do Retorno de Capital $_{real}$  derivada acima:

$$BRA_{final} = \text{Custo}_{\text{Construção},0} + \sum \text{Capex} - \sum \text{Baixas} - \sum [\text{Receita}_{real} - Opex_{real} - \text{Impostos}_{real} - (BRA_{t-1} \times WACC)]$$

Esta fórmula estabelece o vínculo matemático direto e rigoroso: a BRA residual ao final do período legado é determinada pelo excedente acumulado de receitas sobre os custos operacionais, fiscais e financeiros (custo de oportunidade do capital) ao longo de toda a vida operacional do contrato.

Em termos conceituais, o método transforma o componente “Retorno do Capital” — normalmente tratado como variável exógena no modelo prospectivo — em variável residual derivada dos fluxos econômicos históricos do ativo.

Assim, para cada período histórico analisado, a receita efetivamente auferida pela infraestrutura pode ser decomposta em três parcelas fundamentais:

- i. recuperação dos custos operacionais;
- ii. remuneração do capital ainda não recuperado; e
- iii. recuperação do principal do investimento.

A parcela residual correspondente à recuperação efetiva do principal do investimento é então acumulada ao longo da vida operacional do ativo, permitindo estimar dinamicamente quanto capital já foi amortizado economicamente.

Sob essa lógica, o RCM pode ser interpretado como processo de “engenharia reversa” da regulação econômica convencional. Em vez de utilizar a Base Regulatória de Ativos para calcular tarifas futuras, o método utiliza as receitas

passadas para reconstruir implicitamente a trajetória histórica de amortização do ativo.

Essa característica é particularmente importante em situações nas quais as tarifas históricas podem ter incorporado níveis de remuneração superiores aos que seriam admitidos sob regulação baseada em custos eficientes. Nesses casos, o método permite identificar recuperações econômicas de capital que não seriam capturadas por abordagens puramente contábeis ou físicas de valoração.

Do ponto de vista regulatório, o rearranjo promovido pelo RCM não altera os fundamentos econômicos da remuneração do capital. O método apenas adapta esses fundamentos à realidade específica de ativos cuja trajetória histórica ocorreu fora de ambiente regulado ex-ante.

### 3.3. Implicações regulatórias para ativos provenientes de contratos legados

A relevância do RCM para o setor de transporte de gás natural no Brasil decorre diretamente de uma característica estrutural do processo de abertura do setor: a infraestrutura que hoje sustenta o mercado regulado foi construída, operada e monetizada durante décadas sob um regime distinto daquele que agora se pretende estabelecer. Compreender essa trajetória histórica é indispensável para avaliar porque os métodos convencionais de valoração de ativos são insuficientes nesse contexto e porque o RCM oferece uma resposta metodologicamente coerente ao problema regulatório em questão.

#### 3.3.1. Visão Histórica dos Ativos: Malhas Sudeste e Nordeste

A rede de transporte de gás natural que compõe as Malhas Sudeste e Nordeste foi desenvolvida majoritariamente pela Petrobras ao longo das décadas de 1970, 1980 e 1990, durante o período em que a empresa detinha o monopólio legal sobre todas as atividades da cadeia de valor do petróleo e gás natural no Brasil. Sua construção não respondeu a sinais de mercado, licitações competitivas ou processos de autorização regulatória com BRA auditada: obedeceu à lógica do planejamento centralizado de uma empresa verticalmente integrada, que construía dutos para servir às suas próprias refinarias, campos de produção e mercados cativos.

Essa origem importa para a análise regulatória por duas razões. Primeiro, os custos de construção registrados contabilmente naquele período refletem a estrutura de custos de uma empresa sem pressão concorrencial — com *overhead* corporativo elevado, integração vertical das atividades de engenharia e construção, e critérios de alocação de custos que não correspondem ao que um agente eficiente teria incorrido em ambiente de mercado. Em segundo lugar, a lógica de expansão da rede seguiu critérios de integração operacional da Petrobras, não de rentabilidade autônoma do serviço de transporte — o que torna ainda mais difícil inferir, a partir dos registros históricos disponíveis, qual seria o custo eficiente de construção dessa infraestrutura.

Quando esses ativos foram formalmente incorporados ao regime regulado — com início efetivo do primeiro ciclo tarifário em 2026 — sua idade varia de aproximadamente 30 a 50 anos. A maior parte da infraestrutura permanece operacionalmente viável, beneficiando-se de manutenção continuada, mas sua posição na curva de amortização econômica é questão aberta, que o RCM busca responder de forma objetiva e auditável.

#### 3.3.2. Os Contratos Legados: Período 2006–2025

O marco que define o período relevante para aplicação do RCM é a celebração dos Contratos Legados de transporte entre a Petrobras e suas subsidiárias transportadoras — NTS (Malha Sudeste) e TAG (Malha Nordeste) —, com vigência de janeiro de 2006 a dezembro de 2025, totalizando vinte anos de operação remunerada sob tarifas negociadas.

Esses contratos foram celebrados antes da publicação da Lei nº 11.909/2009 e, portanto, sob um arcabouço jurídico anterior ao modelo regulado vigente, em condições que não foram submetidas à aprovação da ANP. Conforme reconhecido pela própria TAG em sua correspondência regulatória (CE-TAG PRE 0002/2026 – SEI 5651240), as tarifas praticadas nesses contratos não estiveram sujeitas à regulação tarifária da ANP durante sua vigência — sendo a revisão tarifária possível apenas com o encerramento do contrato. O art. 31 da Lei nº 11.909/2009 e, posteriormente, o § 1º do art. 44 da Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás) preservaram explicitamente as condições econômicas dos contratos legados até seu termo.

Esse arranjo tinha uma justificativa regulatória legítima na época de sua concepção: a proteção do ato jurídico perfeito e o respeito à autonomia contratual em um momento de transição institucional. Mas ele produziu uma consequência metodológica de primeira ordem para a regulação subsequente: ao longo de vinte anos, os ativos das Malhas Sudeste e Nordeste geraram receitas cujo nível e relação com os custos subjacentes jamais foram objeto de escrutínio

regulatório ex-ante. As tarifas foram definidas, em sua origem, por negociações entre partes relacionadas — a Petrobras operando simultaneamente como carregadora e como controladora das transportadoras subsidiárias —, o que torna impossível inferir, sem o teste financeiro retrospectivo que o RCM proporciona, se e em que medida o capital investido foi já recuperado pelas receitas do período legado.

Três características estruturais desse arranjo motivam diretamente a aplicação do RCM:

- i. a ausência de determinação regulatória de BRA inicial: diferentemente de gasodutos autorizados após a vigência do novo marco regulatório, os ativos legados jamais foram submetidos a processo de valoração auditado pelo regulador, de modo que inexistente referencial externo de quanto capital foi reconhecido como investido e quanto foi considerado recuperado a cada exercício;
- ii. o potencial para tarifas acima do nível de recuperação eficiente: formadas sem pressão competitiva ou verificação regulatória rigorosa, as tarifas negociadas podem ter incorporado ineficiências operacionais, margens acima do custo de capital de mercado ou simplesmente refletido o poder de barganha assimétrico típico de transações entre partes relacionadas; e
- iii. a extensão do período de vigência: vinte anos de tarifas negociadas representam janela temporal suficiente para que uma recuperação acelerada de capital — não documentada por nenhum cronograma regulatório — possa ter ocorrido de forma expressiva.

### 3.3.3. O Momento Regulatório: a Transição para o Regime Ex-Ante

Com o encerramento dos contratos legados em dezembro de 2025, a capacidade de transporte das Malhas Sudeste e Nordeste passou a estar formalmente sujeita ao regime de acesso regulado estabelecido pela Nova Lei do Gás, com tarifas a serem propostas pelos transportadores e aprovadas pela ANP com base na Receita Máxima Permitida (RMP), nos termos da Resolução ANP nº 991/2026. Para determinar essa RMP, é necessário fixar a BRA inicial do ciclo tarifário 2026–2030 — e é precisamente nesse ponto que o problema da valoração de ativos legados se coloca em toda a sua complexidade.

Incumbe à ANP determinar o valor da BRA com base nas melhores informações disponíveis — exigência que, neste caso, não pode ser satisfeita sem considerar o que efetivamente ocorreu ao longo dos vinte anos de vigência dos contratos legados. Fixar a BRA sem examinar a relação entre as receitas contratuais historicamente arrecadadas e os custos eficientes de prestação do serviço significaria ignorar informação relevante e disponível sobre a recuperação econômica desses ativos — o que seria metodologicamente inadequado para fundamentar uma decisão regulatória de tal magnitude. Uma BRA superestimada implica impor aos usuários futuros o ônus de remunerar capital já recuperado, contrariando o princípio da modicidade tarifária e produzindo transferência de renda injustificada dos carregadores para os proprietários da infraestrutura. Simetricamente, a subestimação da BRA prejudicaria a sustentabilidade financeira das transportadoras e enviaria sinal negativo para novos investimentos no setor.

O RCM emerge, nesse contexto, como o instrumento metodológico adequado para resolver essa tensão: ao reconstruir os fluxos de caixa históricos do período 2006–2025 — receitas efetivamente arrecadadas, custos operacionais incorridos, tributos pagos e remuneração sobre o capital —, ele permite calcular, de forma objetiva e auditável, qual parcela do capital investido permanece financeiramente não recuperada e, portanto, qual deve ser a BRA de abertura do novo período regulatório.

## 4. CUSTO DE REPOSIÇÃO NOVO (CRN) DA MALHA SUDESTE

A estimativa do Custo de Reposição Novo (CRN) dos gasodutos da Malha Sudeste adota como metodologia principal a extrapolação de custos unitários observados em projetos norte-americanos de gasodutos de transmissão, disponibilizados publicamente pela *U.S. Energy Information Administration* (EIA) em seu banco de dados *Historical Natural Gas Pipeline Projects*. A abordagem consiste em: (i) selecionar, a partir desse banco de dados, um subconjunto de projetos comparáveis ao perfil da Malha Sudeste em termos de tipo de obra, porte e período de referência; (ii) calcular, para cada projeto selecionado, o custo unitário expresso em US\$ por metro de duto por polegada de diâmetro (US\$/m-pol); e (iii) agregar esses custos unitários em quatro categorias de diâmetro, por média ponderada, obtendo os parâmetros utilizados na valoração dos ativos.

As etapas metodológicas — seleção da amostra, tratamento de dados, conversões de unidades e cálculo das médias ponderadas — estão integralmente registradas nas abas "Historical Projects (EIA)", "Projetos Selecionados (EIA)" e "Média\_Pond\_Categoria (EIA)" da planilha-modelo que acompanha esta Nota Técnica, garantindo a rastreabilidade integral dos resultados.

#### 4.1. Fonte de Dados Primários

O banco de dados primário utilizado é o arquivo *Historical Natural Gas Pipeline Projects*, disponibilizado pela EIA e acessado em 2026. Trata-se de um registro abrangente de projetos submetidos à aprovação da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) e de projetos interestaduais de gás natural nos Estados Unidos, contendo, entre outros campos: denominação e operador do projeto; tipo de projeto (*New Pipeline, Expansion, Lateral, Conversion, Abandonment, Reversal*); status (*Completed, Approved, Construction, etc.*); data de conclusão; custo total em US\$ milhões; extensão em milhas; diâmetro nominal em polegadas; e classificação de gasoduto (*Interstate/Intrastate*).

Os valores de custo constantes do banco de dados refletem o custo total de construção dos projetos, incluindo materiais de tubulação (*line pipe*), mão de obra direta de campo, custos de miscelânea (equipamentos, mobilização, supervisão de engenharia) e direito de passagem (*right-of-way*), em conformidade com o formulário padrão de certificação de projetos da FERC. O banco de dados contém 840 projetos de diversas tipologias e períodos.

#### 4.2. Tratamento de dados e seleção da amostra

A data-base de preços adotada nesta avaliação é 31 de dezembro de 2005. Para garantir representatividade temporal adequada sem introduzir distorções excessivas de ciclo de mercado, definiu-se como janela amostral o triênio de 2004 a 2006, correspondendo ao ano de referência mais dois anos adjacentes ( $\pm 1$  ano).

Dentro do banco de dados completo, os projetos com campo Status igual a *Completed* nesse período somam 111 registros, distribuídos entre cinco tipos de projeto: Abandonment, Conversion, Expansion, Lateral e New Pipeline.

A opção por não aplicar deflatores individuais por ano de conclusão fundamenta-se em dois critérios: o intervalo de  $\pm 1$  ano em torno da data-base é suficientemente restrito para que os efeitos de variação de preços sejam de segunda ordem frente à variabilidade estrutural dos custos de construção; e a inclusão do ano de 2006 — caracterizado por escalada no custo do aço tubular — adiciona variabilidade realista ao modelo, sem distorcer a estimativa central de forma sistemática.

Para integrar a amostra, cada registro do banco EIA deve satisfazer, cumulativamente, os seguintes critérios de inclusão:

- **Tipo de projeto:** Lateral, New Pipeline ou Expansion — obras que envolvem a construção de nova tubulação. Projetos dos tipos Conversion, Abandonment e Reversal foram excluídos por não resultarem em nova tubulação equivalente ao ativo avaliado.
- **Status:** Completed — projetos efetivamente concluídos, com custo realizado disponível.
- **Período de conclusão:** entre 1º de janeiro de 2004 e 31 de dezembro de 2006.
- **Campos obrigatórios preenchidos:** custo total em US\$ (campo *Cost (millions)*), extensão em milhas (campo *Miles*) e diâmetro nominal em polegadas (campo *Pipeline Diameter (Inches)*).
- **Diâmetro único:** projetos cujo campo de diâmetro contenha um único valor numérico. Projetos com múltiplos diâmetros registrados em um mesmo campo (por exemplo, '30,24' ou '24,20,16') foram excluídos, pois sem o detalhamento de extensão por segmento é impossível calcular o custo unitário em US\$/m-pol de forma consistente.

Após a aplicação dos critérios de inclusão e a remoção dos projetos com dados incompletos, três projetos remanescentes apresentaram custo unitário superior a 8.000 US\$/m, nível que caracteriza obras de natureza especial — instalações costeiras, travessias urbanas de alta complexidade ou projetos com extensão residual mínima — incompatíveis com o perfil de gasodutos terrestres de transmissão de longa distância. Esses projetos foram excluídos por critério técnico conforme indicado na Tabela 1:

**Tabela 1 — Projetos excluídos por custo unitário atípico (*outliers* extremos)**

Projeto	Tipo	Extensão (mi)	US\$/m estimado	Motivo da Exclusão

FGT Turkey Point Lateral	Lateral	0,30	40.596	Obra costeira de 0,3 mi — custo/m irreal para transmissão terrestre
FGT Interconnect	Expansion	0,01	140.430	Extensão de 0,01 mi — valor outlier extremo sem comparabilidade
Algonquin Everett Alternative Project	Expansion	0,25	28.583	Obra especial em área urbana densa — custo atípico de infraestrutura urbana

Nota: Critério formal de exclusão: custo unitário superior a 8.000 US\$/m, correspondente a mais de 8 desvios-padrão acima da mediana de distribuição. Os três projetos tem extensão inferior a 0,5 milha.

A Tabela 2 evidencia que dos 111 projetos do universo inicial, 107 pertencem a tipos elegíveis (Expansion, Lateral e New Pipeline) — cujas obras envolvem a construção efetiva de nova tubulação — e 4 são de tipos inelegíveis (Conversion e Abandonment), excluídos por não representarem ativos novos equivalentes.

Dos 107 elegíveis, 64 dispõem de dados completos nos três campos obrigatórios, e destes são ainda excluídos 3 por custo unitário atípico (*outliers*), resultando na amostra final de 61 projetos

**Tabela 2 — Composição dos 111 projetos do universo inicial por tipo (projetos com Status = Completed, 2004–2006)**

Tipo de Projeto	Total no Período	Com Dados Completos <sup>1</sup>	Decisão de Inclusão
Expansion	64	30	→ 28 projetos na amostra final, após exclusão de 2 outliers
Lateral	30	22	→ 21 projetos na amostra final, após exclusão de 1 outlier
New Pipeline	13	12	→ 12 projetos na amostra final
<b>Subtotal — tipos elegíveis (A)</b>	<b>107</b>	<b>64</b>	<b>→ 61 projetos na amostra final, após exclusão 3 outliers</b>
Conversion	3	3	Excluído — não envolve nova tubulação
Abandonment	1	0	Excluído — descomissionamento
<b>Subtotal — tipos excluídos (B)</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>Conversion + Abandonment</b>
<b>TOTAL GERAL (A + B) = universo inicial</b>	<b>111</b>	<b>67</b>	

<b>TOTAL UTILIZÁVEL (A) — base para amostra</b>	<b>107</b>	<b>64</b>	<b>→ 61 projetos na amostra final, após exclusão 3 outliers</b>
---	------------	-----------	---

Nota 1: "Dados completos" = campos *Cost (millions)*, *Miles* e *Pipeline Diameter (Inches)* todos preenchidos com valor numérico único.

Os 61 projetos foram agrupados em quatro categorias de diâmetro, cujos limites foram definidos em alinhamento com os padrões de classificação operacional utilizados na indústria de gasodutos (norma ASME B31.8) e com as faixas de diâmetro efetivamente praticadas na Malha Sudeste, conforme Tabela 3:

**Tabela 3 — Amostra final: distribuição por categoria de diâmetro**

Cat.	Intervalo de Diâmetro	N.º de Projetos	Extensão Acumulada (km)	Projetos de Referência (exemplos)
I	≤ 10"	5	113	Cheyenne Plains Supply Lateral (10"); Acuna Export Crossing (8")
II	12" – 20"	22	525	SONAT South Sys Expansion II Phase 3 (20"); CGT Line 1278 Replacement (20")
III	22" – 30"	19	1.233	WIG Piceance Line (24"); CrossTex North Texas Pipeline (24"); NSL West Side (30")
IV	> 30"	15	1.699	CIG Cheyenne Plains Pipeline (36"); KM Rockies Express Phase 1 (36"); ET Barnett-Texoma Expansion Phase 1 (42")
TOTAL		<b>61</b>	<b>3.570</b>	<b>21 Laterais   28 Expansions   12 New Pipelines</b>

#### 4.3. Conversões de Unidades e Variáveis Derivadas

As variáveis de custo unitário utilizadas no modelo são derivadas dos campos primários do banco EIA, com aplicação das seguintes conversões de unidades:

- **Extensão em metros:** a extensão de cada projeto, registrada no banco EIA em milhas terrestres, é convertida para metros pelo fator padrão internacional de 1 mi = 1.609,34 m. Assim, para um projeto com extensão  $L$  (miles):  $L (m) = L (mi) \times 1.609,34$
- **Custo total em US\$:** o campo *Cost (millions)* do banco EIA exprime o custo total em milhões de dólares. Para o cálculo do custo unitário, o valor é convertido para US\$ pela multiplicação por  $10^6$ .
- **Custo unitário por metro (US\$/m):** razão entre o custo total do projeto em US\$ e a extensão em metros:

$$\text{US\$/m} = \text{Custo total (US\$)} \div \text{Extensão (m)}$$

- **Custo unitário por metro-polegada (US\$/m·pol):** métrica padronizada que normaliza o custo por metro pelo diâmetro nominal em polegadas, permitindo comparação entre projetos de diferentes diâmetros e extrapolação para qualquer diâmetro dentro de uma categoria:

$$\text{US\$/m}\cdot\text{pol} = (\text{US\$/m}) \div D (\text{pol}) = \text{Custo total (US\$)} \div [\text{Extensão (m)} \times D (\text{pol})]$$

A coluna "Metros" da aba "Projetos Selecionados (EIA)" é calculada automaticamente na planilha-modelo pela fórmula =Milhas × 1.609,34. As colunas "US\$/m" e "US\$/m·pol" são igualmente derivadas pelas fórmulas =Custo(US\$)/Metros e =US\$/m/Diâmetro, respectivamente, aplicadas sobre os campos primários de cada projeto.

#### 4.4. Cálculo do Custo Unitário por Categoria — Média Ponderada

O custo unitário de referência de cada categoria de diâmetro é obtido por média ponderada de US\$/m·pol, em que o peso de cada projeto *i* é proporcional ao produto de sua extensão em metros (*m<sup>l</sup>*) pelo seu diâmetro em polegadas (*D<sup>i</sup>*). Esse critério de ponderação é conceitualmente superior a uma simples média aritmética por três razões: projetos de maior extensão e maior diâmetro representam parcelas mais expressivas do mercado de construção e têm maior poder informativo; a ponderação por metro-polegada é dimensionalmente consistente com o custo unitário em US\$/m·pol, de modo que o estimador equivale à razão entre o custo total agregado da categoria e o total de metro-polegadas da mesma categoria; e as economias de escala implícitas na composição da amostra são naturalmente capturadas sem necessidade de modelagem explícita.

A fórmula da média ponderada para a categoria *k* é:

$$\text{US\$/m}\cdot\text{pol (cat. k)} = \frac{\sum^i \epsilon_k \text{Custo}_i (\text{US\$})}{\sum^i \epsilon_k [m_i \times D_i (\text{pol})]}$$

Os resultados obtidos para cada categoria — integralmente calculados na aba "Média\_Pond\_Categoria (EIA)" da planilha-modelo — são apresentados na Tabela 4:

**Tabela 4 — Custos unitários médios ponderados por categoria de diâmetro**

Cat.	Faixa de Diâmetro	N.º (n)	Extensão Total (km)	Custo Total Agreg. (US\$ MM)	US\$/m·pol (Média Pond.)
I	≤ 10"	5	113	55,6	<b>54,39</b>
II	12" – 20"	22	525	422,4	<b>44,81</b>
III	22" – 30"	19	1.233	1.194,9	<b>39,29</b>
IV	> 30"	15	1.699	1.387,5	<b>22,08</b>
TOTAL		<b>61</b>	<b>3.570</b>	<b>3.060,4</b>	—

O decréscimo observado dos valores de US\$/m·pol das Categorias I a IV — de 54,39 para 22,08 — reflete as economias de escala em diâmetro que caracterizam a construção de gasodutos: para uma dada extensão, dutos de maior diâmetro apresentam custo marginal por unidade de diâmetro decrescente, pois os custos fixos de mobilização, direito de passagem e gestão de projeto são rateados por uma secção transversal proporcionalmente maior.

#### 4.5. Determinação do Custo de Reposição Novo dos gasodutos da Malha Sudeste

O CRN de cada ativo representa o custo estimado de construção, na data-base, de um gasoduto equivalente ao existente — mesma extensão e mesmo diâmetro —, calculado a partir dos custos unitários de referência determinados pela média ponderada da amostra EIA.

A partir dos custos unitários calculados por categoria, o CRN de cada ativo *j* da Malha Sudeste é estimado pela fórmula:

$$\text{CRN}_j (\text{US\$}) = \text{US\$/m}\cdot\text{pol (cat. k)} \times D_j (\text{pol}) \times L_j (\text{m})$$

onde  $US\$/m-pol$  (cat.  $k$ ) é o custo unitário da categoria de diâmetro  $k$  à qual o ativo pertence;  $D$  é o diâmetro nominal do ativo em polegadas; e  $L$  é a extensão do ativo em metros ( $L$  (m) = Extensão (km)  $\times$  1.000). O resultado em US\$ é convertido para US\$ milhões (US\$MM) dividindo-se por  $10^6$ .

A Malha Sudeste compreende, na data-base de 31/12/2005, os sete segmentos de gasoduto. Os valores de CRN por ativo estão consolidados na aba "CRN\_Sudeste" da planilha-modelo e são expressos em US\$ da data-base de 31 de dezembro de 2005, conforme reproduzidos na Tabela 5.

**Tabela 5 – Custo de Reposição Novo dos ativos da Malha Sudeste**

Ativo / Gasoduto	Ano de Operação	Ext. (km)	Diâm. (pol)	Cat.	Custo médio unitário (US\$/m-pol)	CRN (US\$MM)
Reduc-Volta Redonda (GASVOL)	1986	95,0	18	II	44,81	76,63
Volta Redonda-Recap (GASPAL)	1988	324,5	22	III	39,29	280,49
Recap-RPBC (GASAN)	1993	41,6	12	II	44,81	22,37
Reduc-Regap (GASBEL I)	1996	357,0	16	II	44,81	255,95
Tecab-Reduc (GASDUC II)	1996	182,1	20	II	44,81	163,20
Ramal 16' (Anel de Gás) <sup>1</sup>	2005	2,5	16	II	44,81	1,79
Ramal 20' (Anel de Gás) <sup>1</sup>	2005	2,4	20	II	44,81	2,15
<b>TOTAL — MALHA SUDESTE</b>		<b>1.005,10</b>				<b>802,58</b>

Nota 1: Embora tenha sido apurado o valor CRN do Ramal 16" e Ramal 20", para fins de cálculo do RCM da Malha Sudeste foi utilizado os valores constantes das Demonstrações Contábeis apresentadas pela NTS no âmbito da Consulta Pública nº 03/2026, conforme indicado na seção 11.2.

É importante notar que o CRN não incorpora qualquer ajuste etário ou condição física do ativo: ele representa o custo de uma nova tubulação *greenfield*, calculado como se o gasoduto fosse construído do zero na data-base. Esse é o valor de referência sobre o qual a depreciação é aplicada na etapa seguinte.

## 5. VALOR DE REPOSIÇÃO DEPRECIADO (VRD) DOS ATIVOS DA MALHA SUDESTE

Sobre esse valor do CRN apurado na seção 4 aplica-se, a seguir, o modelo de depreciação de Ross-Heidecke, que pondera o grau de consumo dos benefícios econômicos do ativo em função de sua idade, resultando no Valor de Reposição Depreciado (VRD). Ambos são expressos em dólares norte-americanos na data-base de 31 de dezembro de 2005.

Os cálculos estão registrados na aba "CRN\_Sudeste" da planilha-modelo que acompanha esta Nota Técnica, garantindo rastreabilidade integral e reprodutibilidade independente de todos os resultados.

### 5.1. Modelo de Depreciação Ross-Heidecke

O método de Ross-Heidecke é amplamente reconhecido em avaliação de ativos de infraestrutura por capturar adequadamente o padrão não-linear de consumo dos benefícios econômicos ao longo da vida útil. Ao contrário da depreciação linear — que distribui o custo uniformemente ao longo dos anos —, Ross-Heidecke adota uma curva quadrática que reflete dois comportamentos empíricos observados em ativos de infraestrutura: a depreciação é mais acelerada nos primeiros anos de vida, quando a perda relativa de capacidade e valor de mercado é proporcionalmente maior; e o ritmo de perda de valor se intensifica ainda mais à medida que o ativo se aproxima do final de sua vida útil regulatória.

Do ponto de vista funcional, a curva de Ross-Heidecke resulta da combinação de um componente linear ( $t/n$ ) e de um componente quadrático  $(t/n)^2$ , ponderados igualmente pelo fator  $1/2$ . Para idades baixas (ativo novo), o componente quadrático é pequeno e predomina o efeito linear; à medida que  $t$  se aproxima de  $n$ , o componente quadrático cresce proporcionalmente mais rápido, acelerando a depreciação. Este comportamento é consistente com a redução de

redundâncias, o aumento de custos de manutenção e o envelhecimento funcional que caracterizam gasodutos de aço ao longo de décadas de operação.

A adoção do critério de Ross-Heidecke como método de depreciação para os ativos da Malha Sudeste fundamenta-se em três ordens de razão, expostas a seguir: o reconhecimento oficial do método pela regulamentação federal brasileira de avaliações patrimoniais; seu caráter conservador ancorado em aspectos físicos dos ativos; e a adequação específica ao perfil histórico dos gasodutos avaliados, que tiveram longa vida útil anterior ao início de sua exploração comercial no âmbito do Contrato Legado da Malha Sudeste.

a) Aderência à NBR 14653-1 e aplicação pela Secretaria do Patrimônio da União.

O critério de Ross-Heidecke é aderente aos princípios gerais de avaliação de bens estabelecidos pela norma técnica NBR 14653-1 (Avaliação de Bens — Procedimentos Gerais), da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), que norteia a valoração de ativos por meio do método do custo de reposição, prevendo a determinação do custo de reedição como o custo de reprodução do bem descontada a depreciação correspondente ao seu estado físico atual. O método Ross-Heidecke opera precisamente dentro desse enquadramento: parte do valor de reposição a novo do ativo e aplica um coeficiente de depreciação que leva em conta a idade efetiva e a vida útil do bem, derivando o valor depreciado de forma consistente com os critérios gerais de avaliação patrimonial da norma.

Nesse mesmo referencial normativo, a Secretaria do Patrimônio da União (SPU) adota o critério de Ross-Heidecke na avaliação de bens imóveis do patrimônio da União Federal, conforme disposto no Manual de Avaliação de Imóveis do Patrimônio da União (edição de março de 2024), documento que, em seu item 16.3.3.24, descreve o método como a combinação de dois componentes — o critério de Ross, que relaciona a depreciação com a razão entre a idade efetiva e a vida útil do bem, e o critério de Heidecke, que introduz um fator de ajuste conforme o estado de conservação físico observado. A utilização do mesmo método pela SPU na avaliação de ativos do patrimônio federal atesta sua consistência com os princípios gerais de valoração patrimonial adotados pela administração pública brasileira, conferindo à presente avaliação uma base metodológica transparente e auditável.

b) Premissa conservadora: melhor estado de conservação (c = 0).

O método de Ross-Heidecke, em sua formulação geral, determina o fator de depreciação física  $D$  pela combinação de dois componentes: o componente de Ross — que pondera a depreciação pela relação entre a idade efetiva  $t$  e a vida útil regulatória  $n$  do bem — e o componente de Heidecke — que introduz uma penalidade adicional proporcional ao coeficiente  $c$  correspondente ao estado de conservação físico observado do ativo, conforme escala de nove categorias (de 'Novo',  $c = 0,000$ , a 'Sem Valor',  $c = 1,000$ ). A fórmula geral é:

$$D = 0,5 \times [ (t/n) + (t/n)^2 ] + c \times \{ 1 - 0,5 \times [ (t/n) + (t/n)^2 ] \}$$

Na presente avaliação foi adotada a premissa de que todos os ativos da Malha Sudeste se encontram em seu melhor estado de conservação, classificado como "Novo" na escala de Heidecke, ao qual corresponde o coeficiente  $c = 0,000$ . A adoção de  $c = 0$  faz com que o segundo componente da fórmula — a penalidade por deterioração observável — se anule inteiramente, reduzindo a expressão geral à forma simplificada:

$$D = 0,5 \times [ (t/n) + (t/n)^2 ] \leftarrow (c = 0,000 \text{ — Estado 1: Novo})$$

Esta é a mesma fórmula implementada na aba CRN\_Sudeste da planilha-modelo. A premissa de melhor estado de conservação é conservadora no sentido de não agravar a depreciação dos ativos além do que a mera passagem do tempo impõe: qualquer estado de conservação diferente de 'Novo' — ainda que modestamente inferior, como 'Entre novo e regular' ( $c = 0,032$ ) — elevaria o fator  $D$  e reduziria proporcionalmente o VRD de cada ativo. Ao fixar  $c = 0$ , a avaliação abstém-se de penalizar os gasodutos por eventuais degradações físicas específicas que uma inspeção técnica detalhada poderia identificar, produzindo valores de VRD que constituem um teto conservador para a base de ativos regulatória, e não uma estimativa que incorpora o desgaste real observável dos equipamentos.

c) Adequação ao histórico operacional dos ativos: gasodutos com uso pré-comercial significativo.

Os gasodutos que compõem a Malha Sudeste foram, em sua grande maioria, construídos e operados pela Petrobras para finalidades de uso interno e abastecimento de suas refinarias, antes de passarem a integrar a malha de transporte comercial de gás natural no âmbito do Contrato Legado da Malha Sudeste. Esse uso pré-comercial pode ser verificado pelo confronto entre o *Ano de Início de Operação* de cada ativo — registrado na Tabela 5 e utilizado diretamente no cálculo de  $t$  — e a data de início da exploração comercial regulada.

Ativos como o GASVOL (1986), o GASPAL (1988) e o GASAN (1993) acumularam, até a data-base de 31/12/2005, de 13 a 20 anos de operação, parte expressiva dos quais ocorreu antes da vigência do regime de transporte regulado. O critério de Ross-Heidecke é especialmente adequado a esse perfil porque a fórmula de depreciação baseia-se exclusivamente na idade efetiva total do ativo — independentemente de qual parcela dessa vida útil decorreu sob regime comercial ou institucional —, capturando fielmente o consumo físico acumulado dos ativos desde sua construção. Métodos que utilizassem como referência apenas a data de início da exploração comercial subestimariam a depreciação real e produziram uma base de ativos inflada em relação ao verdadeiro estado físico dos gasodutos na data-base.

A Tabela 6 apresenta os parâmetros de cálculo para cálculo da depreciação dos ativos da Malha Sudeste:

**Tabela 6 – Parâmetros de cálculo de depreciação dos ativos da Malha SE**

Parâmetro	Valor	Justificativa
Vida Útil Regulatória (n)	30 anos	Vida útil adotada para gasodutos de transporte de gás natural na Malha Sudeste, conforme parâmetros operacionais e regulatórios do setor
Método de Depreciação	Ross-Heidecke	Curva quadrática não-linear; captura adequadamente o padrão acelerado de consumo de benefícios econômicos em ativos de infraestrutura
Valor Residual	Zero	Premissa conservadora: custos de desmobilização, remoção e remediação ambiental são assumidos como equivalentes ao valor de sucata do aço
Convenção de Contagem de Idade (t)	$t = 2006 - \text{Ano de Início Op.}$	Um ativo que entrou em operação no ano X completou, até 31/12/2005, $(2006 - X)$ anos inteiros de serviço. Para ativos iniciados em 2005, $t = 1$ ano.
Condição de contorno	Se $t \geq n$ : $D = 100\%$	Ativo totalmente depreciado — $VRD = 0$

## 5.2. Fórmula Geral e Aplicação com $c = 0$

O fator de depreciação acumulada  $D$  pelo método de Ross-Heidecke é determinado pela seguinte expressão geral, que combina o componente etário de Ross com o componente de estado de conservação de Heidecke:

$$D = 0,5 \times [ (t/n) + (t/n)^2 ] + c \times \{ 1 - 0,5 \times [ (t/n) + (t/n)^2 ] \}$$

onde  $t$  é a idade efetiva do ativo (anos de operação na data-base),  $n$  é a vida útil regulatória em anos, e  $c$  é o coeficiente de estado de conservação de Heidecke. O fator  $D$  varia entre 0 (ativo sem nenhuma depreciação) e 1 (ativo totalmente depreciado), e o Valor de Reposição Depreciado é obtido por  $VRD = CRN \times (1 - D)$ .

O coeficiente  $c$  é selecionado a partir da escala de nove estados de conservação de Heidecke, reproduzida na Tabela 7 abaixo conforme a classificação adotada no Manual de Avaliação de Imóveis do Patrimônio da União (SPU, 2024) e na NBR 14653-1.

**Tabela 7 — Critério de Heidecke: estados de conservação e coeficientes c**

Estado	Descrição	Coeficiente c	Observação
1	Novo	0,000	← Premissa adotada nesta avaliação
2	Entre novo e regular	0,032	
3	Regular	0,100	
4	Entre regular e necessitando reparos simples	0,198	
5	Necessitando reparos simples	0,330	
6	Necessitando reparos importantes	0,592	
7	Necessitando reparação vultosa	0,750	
8	Sem valor	1,000	D = 1,000 — VRD = 0

Fonte: NBR 14653-1 (ABNT) e Manual de Avaliação de Imóveis do Patrimônio da União (SPU, março de 2024), item 16.3.3.27. A classificação do estado de conservação é determinada por inspeção técnica do bem avaliando ou, na ausência desta, por premissa técnica fundamentada.

Como apontado, foi adotada nesta avaliação a premissa de que todos os ativos se encontram no Estado 1 — "Novo" —, ao qual corresponde  $c = 0,000$ . Substituindo  $c = 0$  na fórmula geral, o segundo termo se anula ( $0 \times \{...\} = 0$ ) e a expressão se reduz à forma aplicada nos cálculos da planilha-modelo:

$$D = 0,5 \times [ (t/n) + (t/n)^2 ]$$

Esta simplificação não apenas decorre aritmeticamente da premissa  $c = 0$  como representa, dentro da escala de Heidecke, o valor mínimo possível do fator de depreciação para qualquer ativo com uma dada razão  $t/n$ . Para ilustrar a sensibilidade do resultado à classificação de estado de conservação, considere o GASVOL ( $t = 20$  anos,  $n = 30$ ): com  $c = 0$  obtém-se  $D = 55,6\%$ ; com  $c = 0,032$  (Estado 2 — Entre novo e regular) o fator subiria para  $D = 57,8\%$ , reduzindo o VRD de US\$ 34,06 MM para US\$ 32,57 MM; com  $c = 0,100$  (Estado 3 — Regular)  $D$  atingiria 60,0%, baixando o VRD para US\$ 30,63 MM. A premissa adotada é, portanto, a que produz o maior VRD possível para cada ativo, independentemente de qualquer condição física observada.

O Valor de Reposição Depreciado (VRD) é obtido pelo complemento de  $D$  aplicado ao CRN:

$$VRD (US\$) = CRN \times (1 - D)$$

No presente cálculo, como adotamos a convenção de contar anos inteiros completos ( $t = 2006 - \text{Ano de Início de Operação}$ ), o fator  $D$  é sempre calculado para um número inteiro de anos, não havendo necessidade de tratamento especial para idades fracionárias.

### 5.3. Exemplo de Cálculo Detalhado: Reduc-Volta Redonda (GASVOL)

A seguir apresenta-se o desenvolvimento passo a passo do cálculo do CRN e VRD para o gasoduto Reduc-Volta Redonda (GASVOL), que ilustra a aplicação integral do método para um ativo de Categoria II.

**Dados de entrada do ativo:**

- Denominação: Reduc-Volta Redonda (GASVOL)
- Ano de Início de Operação: 1986
- Extensão (L): 95,0 km = 95.000 m
- Diâmetro (D): 18 polegadas
- Categoria de Diâmetro: II (12"-20")
- Custo US\$/m·pol (Categoria II): 44,81 US\$/m·pol
- Vida Útil Regulatória (n): 30 anos

**Passo 1 — Cálculo da idade do ativo na data-base:**

$$t = 2006 - 1986 = 20 \text{ anos}$$

**Passo 2 — Cálculo do Custo de Reposição Novo (CRN):**

$$\text{CRN} = 44,81 \times 18 \times 95.000 = 76.629.900 \text{ US\$} \approx 76,63 \text{ US\$MM}$$

**Passo 3 — Cálculo do fator de depreciação acumulada (D):**

$$D = 0,5 \times [ (20/30) + (20/30)^2 ]$$

$$D = 0,5 \times [ 0,6667 + 0,4444 ]$$

$$D = 0,5 \times 1,1111 = 0,5556 = 55,6\%$$

O fator  $D = 55,6\%$  significa que, decorridos 20 anos dos 30 previstos, o GASVOL já consumiu pouco mais da metade de seu valor regulatório. Note-se que  $20/30 = 66,7\%$  da vida útil foi transcorrida, mas a depreciação é de apenas  $55,6\%$  — resultado da curvatura convexa da fórmula de Ross-Heidecke, que penaliza relativamente menos os ativos de meia-idade em comparação com uma depreciação linear hipotética (que daria  $66,7\%$ ). A aceleração da depreciação ocorre de forma mais intensa nos últimos anos de vida, como se pode observar comparando o GASVOL com os ramais de 2005 ( $t=1$ ,  $D=1,7\%$ ).

**Passo 4 — Cálculo do Valor de Reposição Depreciado (VRD):**

$$\text{VRD} = 76,63 \times (1 - 0,5556) = 76,63 \times 0,4444 = 34,06 \text{ US\$MM}$$

**5.4. Resultados por ativo — CRN e VRD**

Aplicando-se o mesmo procedimento a todos os sete ativos da Malha Sudeste, obtém-se a Tabela 8, que consolida os resultados de CRN, anos de operação, fator de depreciação Ross-Heidecke e VRD na data-base de 31/12/2005.

**Tabela 8 — CRN e VRD por ativo da Malha Sudeste (data-base: 31/12/2005)**

Ativo / Gasoduto	Diâm. (pol)	Ext. (km)	CRN (US\$MM)	Anos em Operação (t)	D (%)	(1-D)	VRD (US\$MM)
Reduc-Volta Redonda (GASVOL)	18"	95,0	76,63	20	55,6%	0,4444	<b>34,06</b>
Volta Redonda-Recap (GASPAL)	22"	324,5	280,49	18	48,0%	0,5200	<b>145,86</b>
Recap-RPBC (GASAN)	12"	41,6	22,37	13	31,1%	0,6889	<b>15,42</b>
Reduc-Regap (GASBEL I)	16"	357,0	255,95	10	22,2%	0,7778	<b>199,08</b>
Tecab-Reduc (GASDUC II)	20"	182,1	163,20	10	22,2%	0,7778	<b>126,93</b>
Ramal 16" (Anel de Gás) <sup>2</sup>	16"	2,5	1,79	1	1,7%	0,9833	<b>1,76</b>
Ramal 20" (Anel de Gás) <sup>2</sup>	20"	2,4	2,15	1	1,7%	0,9833	<b>2,11</b>
<b>TOTAL — Malha Sudeste</b>	—	<b>1.005,1</b>	<b>802,58</b>	—	—	—	<b>525,22</b>

Nota 1:  $t = 2006$  – Ano de Início de Operação (anos inteiros de serviço completos até 31/12/2005).  $D$  calculado pela fórmula Ross-Heidecke:  $D = 0,5 \times [(t/30) + (t/30)^2]$ , com  $n = 30$  anos. O fator  $(1-D)$  representa a parcela remanescente do valor regulatório do ativo.

Nota 2: Embora tenha sido apurado o valor CRN do Ramal 16" e Ramal 20", para fins de cálculo do RCM da Malha Sudeste foi utilizado os valores constantes das Demonstrações Contábeis apresentadas pela NTS no âmbito da Consulta Pública nº 03/2026, conforme indicado na seção 11.2.

## 5.5. Análise dos Resultados e Consistências Verificadas

### 5.5.1. Concentração de Valor no GASPAL

O gasoduto Volta Redonda-Recap (GASPAL) — com 324,5 km e diâmetro de 22" — é responsável isoladamente por US\$ 280,49 MM de CRN (34,9% do total da malha) e por US\$ 145,86 MM de VRD (27,8% do total). Apesar de ser o ativo de maior extensão e maior diâmetro, o GASPAL opera a 48,0% de depreciação acumulada (18 anos de operação sobre 30 anos de vida útil), o que reduz substancialmente seu peso relativo no VRD em comparação com o CRN. O GASPAL pertence à Categoria III (22"–30"), cujo custo unitário de 39,29 US\$/m·pol é menor que o da Categoria II, refletindo as economias de escala em diâmetro documentadas na Seção 4.

### 5.5.2. Padrão de Depreciação e Coerência com a Curva Ross-Heidecke

A Tabela 9 evidencia o comportamento não-linear da depreciação Ross-Heidecke em relação ao tempo transcorrido. Para facilitar a interpretação, vale comparar o fator  $D$  com o que seria obtido por depreciação linear simples ( $D$  linear =  $t/n$ ):

**Tabela 9 — Comportamento não-linear da depreciação Ross-Heidecke**

Ativo	t (anos)	t/n (%)	D Ross-Heidecke (%)	Diferença (p.p.)

GASVOL	20	66,7%	55,6%	-11,1 p.p.
GASPAL	18	60,0%	48,0%	-12,0 p.p.
GASAN	13	43,3%	31,1%	-12,2 p.p.
GABEL I / GASDUC II	10	33,3%	22,2%	-11,1 p.p.
Ramais 2005	1	3,3%	1,7%	-1,6 p.p.

Em todos os casos, o fator de Ross-Heidecke é inferior ao fator linear — ou seja, o modelo atribui mais valor residual aos ativos do que a depreciação linear faria. Esta é uma característica estrutural da curva quadrática com coeficiente 0,5: para qualquer idade  $t$  entre 0 e  $n$ , a soma  $0,5 \times (t/n + (t/n)^2)$  é sempre menor que  $t/n$ , pois  $0,5 \times (t/n)^2 < 0,5 \times (t/n)$  para  $t < n$ . A diferença máxima ocorre aproximadamente na meia-vida do ativo ( $t = n/2$ ), e se anula nos extremos ( $t = 0$  e  $t = n$ ).

### 5.5.3. Síntese dos Resultados

O VRD de US\$ 525,22 MM representa a Base de Ativos Regulatória (RAB — *Regulatory Asset Base*) da Malha Sudeste na data-base de 31/12/2005, e constitui o insumo principal para o cálculo da Receita de Capital (RCM) no processo de revisão tarifária.

A taxa média de depreciação de 34,6% é coerente com o perfil etário da malha — composta majoritariamente por ativos com 10 a 20 anos de operação — e com a curva convexa de Ross-Heidecke, que produz depreciações acumuladas sistematicamente inferiores às da depreciação linear equivalente.

A Tabela 10 resume os principais indicadores do cálculo do CRN e VRD dos ativos da Malha Sudeste.

**Tabela 10 — Indicadores de CRN e VRD dos ativos da Malha Sudeste**

Indicador	US\$ Milhões	Referência
CRN Total — Malha Sudeste	802,58	Custo de reposição a novo
VRD Total — Malha Sudeste	525,22	Base de Ativos Regulatória
Depreciação Acumulada Total	277,36	VRN – VRD
Taxa Média de Depreciação (pond. por VRN)	34,6%	277,36 / 802,58
Extensão Total dos Ativos	1.005,1 km	7 segmentos

## 6. RECEITA LÍQUIDA

A Receita Líquida utilizada no modelo RCM corresponde ao Encargo de Transporte auferido pelo Consórcio Malhas Sudeste Nordeste no âmbito do Segundo Contrato de Transporte de Gás da Malha Sudeste, Aditado e Consolidado (doravante "Contrato"), firmado com a Petróleo Brasileiro S.A. — Petrobras em 1º de agosto de 2007. Essa receita é apurada anualmente com base na Capacidade Contratada de Transporte, na Tarifa de Transporte vigente e nos tributos incidentes sobre a receita bruta, sendo o resultado registrado na aba "Receita Malha SE" da planilha-modelo.

O Anexo II da presente Nota Técnica apresenta a histórico e parâmetros originais empregados no cálculo da receita do Contrato Malhas Sudeste pela Petrobras.

### 6.1. Tarifa de Transporte e Base Contratual

A Tabela 11 reproduz, a partir da Cláusula 11.2 do Contrato Legado, a Tarifa de Transporte em R\$1,03497/MMBTU, composta da soma de quatro componentes:

**Tabela 11 — Tarifa de Transporte do Contrato Legado da Malha Sudeste**

	Componente Tarifário	Valor (R\$/MMBTU)
a)	Tarifa de Entrada	R\$0,09687
b)	Tarifa de Capacidade	R\$0,85410
c)	Tarifa de Movimentação	R\$0,00000
d)	Tarifa de Saída	R\$0,08400
<b>TOTAL</b>	<b>Tarifa de Transporte (Cláusula 11.2)</b>	<b>R\$1,03497</b>

A Cláusula 11.4 estabelece que a *Tarifa de Excedente Autorizado* é igual à Tarifa de Transporte vigente no respectivo ano, nos mesmos critérios de reajuste da Cláusula 11.5.

### 6.2. Tarifas de 2006 e 2007 e Reajuste a partir de 2008

Para os anos de 2006 e 2007, o modelo utiliza as tarifas vigentes sob o regime do Primeiro Contrato de Transporte, anteriores ao Segundo Contrato: R\$0,86687/MMBTU em 2006 e R\$0,87538/MMBTU em 2007. Esses valores são inseridos diretamente na planilha-modelo como parâmetros exógenos (células F9 e G9 da aba "Receita Malha SE").

A partir de 2008, a Tarifa de Transporte observa o disposto na Cláusula 11.5 do Contrato, que estabelece o Reajuste da Tarifa Básica segundo a fórmula anual:

$$T_{n+1} = T_n \times (1 + \Delta IGPM)$$

onde  $T_n$  é a Tarifa Básica vigente no ano anterior e  $\Delta IGPM$  é a variação no Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), publicado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), desde a data de realização do último Reajuste da Tarifa Básica até, mas não incluindo, o início do período para o qual o reajuste está sendo efetuado.

A Cláusula 11.5.5 dispõe que a Tarifa de Movimentação deverá ser reajustada com eficácia a partir de 1º de janeiro de 2008, anualmente pela aplicação da variação do IGP-M, não se aplicando a essa componente a fórmula da Cláusula 11.5.1. Tendo em conta esses termos contratuais, a tarifa base de R\$1,03497/MMBTU estabelecida na Cláusula 11.2 serve de referência para o reajuste a partir de 2008, com os valores anuais resultantes registrados na planilha-modelo.

### 6.3. Capacidade Contratada de Transporte

A Capacidade Contratada de Transporte é o volume diário máximo que o Carregador (Petrobras) tem o direito de transportar pelo sistema, nos termos da Cláusula 11.7 (compromisso de *Ship-or-Pay*). O modelo considera os valores anuais de capacidade, conforme registros contratuais, expressos na Tabela 12.

**Tabela 12 — Valores anuais de capacidade do Contrato Legado da Malha Sudeste (em MMm<sup>3</sup>/dia)**

Ano	Cap. (MMm³/d)	Ano	Cap. (MMm³/d)	Ano	Cap. (MMm³/d)
2006	38,383	2013	43,805	2020	43,805
2007	38,326	2014	43,805	2021	43,805
2008	40,081	2015	43,805	2022	43,805
2009	41,499	2016	43,805	2023	43,805
2010	42,617	2017	43,805	2024	43,805
2011	42,949	2018	43,805	2025	43,805
2012	43,805	2019	43,805		

A capacidade cresce de 38,383 MMm³/dia em 2006 até atingir 43,805 MMm³/dia a partir de 2012, patamar que se mantém constante até 2025, refletindo a consolidação da malha com o ingresso de novos ativos e a adesão de novos pontos de entrega ao longo do período inicial.

#### 6.4. Fórmula de Cálculo da Receita Líquida

A Receita Líquida de cada exercício é calculada diretamente pela seguinte fórmula:

$$RL \text{ (R\$ mil)} = \text{Cap (MMm}^3\text{/dia)} \times 365 \times 0,037302020 \times \text{Tarifa (R\$/MMBTU)} \times 1.000$$

O fator 0,037302020 é o fator de conversão energética que transforma MMm³ de gás natural em MMBTU, com base no poder calorífico de referência do gás natural transportado (1 m³ de gás = 37.302 BTU). Multiplicado pela capacidade em MMm³/dia e pelos 365 dias do ano, resulta no volume energético anual em MMBTU; multiplicado pela Tarifa em R\$/MMBTU, resulta diretamente na Receita Líquida em R\$ milhões, convertida para R\$ mil pelo fator 1.000.

A estrutura acima implica que a Tarifa de Transporte contratual — conforme estabelecido na Cláusula 11.2 e seus reajustes anuais — é aplicada diretamente sobre o faturamento líquido (após deduções tributárias). A Receita Bruta, que aparece separadamente na aba "Receita Malha SE" para fins de transparência, é obtida pela relação inversa:

$$\text{Receita Bruta (R\$ mil)} = RL \div (1 - 0,18 - 0,0925 - 0,0038) = RL \div 0,7237$$

#### 6.5. Deduções Tributárias sobre a Receita

Da Receita Bruta são deduzidos os tributos (ICMS, PIS/COFINS e CPMF), em conformidade com a Cláusula 12.3 do Contrato e a legislação tributária vigente, conforme indicado na Tabela 13.

**Tabela 13 — Tributos e alíquotas incidentes sobre a Receita Bruta**

Tributo	Alíquota	Base de Cálculo
ICMS	18,00%	Receita Bruta
PIS/COFINS	9,25%	Receita Bruta

CPMF <sup>1</sup>	0,38%	Receita Bruta
<b>Total de deduções</b>	<b>27,63%</b>	<b>Fator líquido: 72,37%</b>

Nota 1: A CPMF foi extinta em dezembro de 2007 (EC nº 42/2003 não prorrogou a DRE). Para fins de consistência interna do modelo, a alíquota de 0,38% é mantida na estrutura da planilha em todos os anos do período, sem impacto material dado seu peso reduzido (menor que 0,4% da Receita Bruta).

## 6.6. Receita Contratual e Pagamento Histórico da Petrobras (FAP)

A aba "Receita Malha SE" registra duas séries de receita: a Receita Contratual — calculada pela fórmula acima com a Capacidade Contratada e a Tarifa vigente — e o Pagamento Histórico PBR (também denominado Receita do FAP), que corresponde aos valores efetivamente faturados e pagos pela Petrobras em cada exercício, conforme documentos de cobrança emitidos nos termos do Capítulo XII do Contrato. Esses dois valores podem diferir em função de ajustes de faturamento, créditos de *Ship-or-Pay*, correções de erros (Cláusula 12.8) e demais conciliações previstas contratualmente. Para fins do modelo RCM, a Receita Contratual calculada é a série utilizada, por refletir o direito tarifário do transportador ao longo de todo o período, calculado de forma consistente com os parâmetros contratuais.

## 6.7. Resultados Anuais: Receita Bruta e Receita Líquida (2006–2025)

A Tabela 14 apresenta, para cada exercício do período 2006–2025, a Capacidade Contratada, a Tarifa de Transporte vigente, a Receita Bruta e a Receita Líquida, todos em R\$ mil nominais.

**Tabela 14 — Receita Bruta e Receita Líquida anuais (R\$ mil, nominais)**

Ano	Cap. (MMm <sup>3</sup> /dia)	Tarifa (R\$/MMBTU)	Receita Bruta (R\$ mil)	Receita Líquida (R\$ mil)
2006	38,383	0,86687	625.978,67	<b>453.020,76</b>
2007	38,326	0,87538	631.182,12	<b>456.786,50</b>
2008	40,081	1,03497	780.428,20	<b>564.795,89</b>
2009	41,499	1,20357	939.671,20	<b>680.040,05</b>
2010	42,617	1,18288	948.395,81	<b>686.354,05</b>
2011	42,949	1,31682	1.064.008,91	<b>770.023,25</b>
2012	43,805	1,38393	1.140.526,66	<b>825.399,14</b>
2013	43,805	1,49213	1.229.695,83	<b>889.930,87</b>
2014	43,805	1,57436	1.297.459,57	<b>938.971,49</b>
2015	43,805	1,63239	1.345.280,76	<b>973.579,68</b>
2016	43,805	1,83328	1.510.842,27	<b>1.093.396,55</b>
2017	43,805	1,96478	1.619.213,60	<b>1.171.824,88</b>
2018	43,805	1,95454	1.610.778,46	<b>1.165.720,37</b>

2019	43,805	2,10186	1.732.180,80	<b>1.253.579,24</b>
2020	43,805	2,25537	1.858.698,08	<b>1.345.139,80</b>
2021	43,805	2,77723	2.288.770,17	<b>1.656.382,97</b>
2022	43,805	3,27111	2.695.787,03	<b>1.950.941,07</b>
2023	43,805	3,46044	2.851.816,98	<b>2.063.859,95</b>
2024	43,805	3,35036	2.761.097,88	<b>1.998.206,53</b>
2025	43,805	3,24028	2.670.378,77	<b>1.932.553,12</b>
<b>2006– 2025</b>	—	—	<b>31.602.191,77</b>	<b>22.870.506,16</b>

Nota: Receita Líquida = Receita Bruta  $\times$  0,7237 = Capacidade  $\times$  365  $\times$  0,037302020  $\times$  Tarifa  $\times$  1.000. Fonte: aba "Receita Malha SE" da planilha-modelo.

A Receita Líquida cresce de R\$ 453.021 mil em 2006 para um pico de R\$ 2.063.860 mil em 2023, reflexo da combinação de crescimento de capacidade (de 38,383 para 43,805 MMm<sup>3</sup>/dia) e reajustes tarifários acumulados pelo IGP-M (tarifa passa de R\$0,86687 para R\$ 3,46044/MMBTU no mesmo período). A queda observada em 2024 e 2025 decorre da variação negativa do IGP-M nesses exercícios (–1,05% em 2025), que reduziu a tarifa em termos nominais em 2025 para R\$ 3,24028/MMBTU. A Receita Líquida total acumulada no período é de R\$ 22.870.506 mil, equivalente à soma da linha "Receita Contratual" da aba "Receita Malha SE".

## 7. TAXA DE RETORNO DO CAPITAL

O Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital* — WACC, também denominado CMPC) é o parâmetro utilizado para remunerar o capital investido reconhecido na Base Regulatória de Ativos (BRA), sendo componente central da Receita de Capital (RCM) da Malha Sudeste. A presente seção descreve a metodologia e os valores do WACC adotados ao longo de três períodos distintos, cujos limites decorrem de mudanças no arcabouço regulatório aplicável ao transporte de gás natural no Brasil:

- **2006–2013:** WACC calculado anualmente pela metodologia CAPM Adaptado para Países Emergentes, conforme NT nº 027/2006-SCM, com parâmetros de mercado (taxa livre de risco e risco Brasil) atualizados por séries históricas de 10 anos.
- **2014–2018:** WACC de 7,15% a.a. (real, após impostos, em US\$), correspondente à taxa de retorno efetivamente aplicada pelo marco regulatório então vigente e referendada no âmbito das contratações de transporte reguladas pela RANP nº 15/2014.
- **2019–2025:** WACC de 7,25% a.a. (real, após impostos, em US\$), resultante da revisão quinquenal prevista no art. 19 da RANP nº 15/2014, apurado pela Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM/ANP) na NT nº 013/2019-SIM.

A adoção de valores de WACC efetivamente estabelecidos, homologados ou referendados pela ANP em cada período regulatório — em substituição a estimativas retrospectivas elaboradas exclusivamente para esta NT — assegura a coerência temporal da regulação, a previsibilidade regulatória e a aderência ao princípio de remuneração justa e razoável, impedindo tanto a captura de ganhos excessivos quanto a sub compensação do capital investido.

### 7.1. Modelo e Formulação Geral

O modelo adotado pela ANP para o cálculo do custo de capital é o CAPM Adaptado para Países Emergentes (*Country-Spread Model*), desenvolvido a partir do modelo original de *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) com a adição de um componente de risco soberano, de forma a refletir o prêmio exigido por investidores para alocar capital em economias emergentes. A metodologia foi formalmente estabelecida para o setor de transporte de gás natural brasileiro pela

Nota Técnica nº 027/2006-SCM, que elegeu o CAPM Adaptado como o mais adequado dentre os modelos avaliados — CAPM, APT e Modelo de Crescimento Constante de Dividendos — em virtude de sua disseminação entre reguladores internacionais, da transparência de suas premissas e da acessibilidade dos dados necessários.

- **Custo do Capital Próprio (CCP)** — o retorno exigido pelo acionista é calculado pela seguinte equação:

$$Re = Rf + \beta e \times PRMg + Spread País$$

onde  $Rf$  é a taxa livre de risco (rendimento do T-Bond de 10 anos, média histórica),  $\beta e$  é o beta alavancado (risco sistemático do ativo, ajustado pela estrutura de capital),  $PRMg$  é o prêmio de risco de mercado global e  $Spread País$  é o EMBI+BR (risco soberano do Brasil), todos expressos em termos reais, em dólares norte-americanos.

- **Custo do Capital de Terceiros (CCT)** — o custo da dívida é estimado pelo CAPM da dívida, somando à taxa livre de risco os prêmios de risco Brasil e de crédito:

$$Rd = Rf + Spread País + Spread de Default$$

- **WACC nominal (US\$)** — o custo médio ponderado combina CCP e CCT ponderados pelas participações de capital próprio e de terceiros na estrutura de capital, considerando o benefício tributário da dívida:

$$WACC \text{ nominal} = Re \times E/(D+E) + Rd \times (1-t) \times D/(D+E)$$

- **WACC real (US\$)** — o WACC nominal é deflacionado pela inflação implícita dos EUA (*breakeven inflation*), obtida pela diferença entre o rendimento nominal do T-Bond de 10 anos e o rendimento real do TIPS de 10 anos, ambos apurados pela média do ano corrente:

$$WACC \text{ real} = (1 + WACC \text{ nominal}) / (1 + Inflação EUA) - 1$$

O WACC real, em US\$, é o parâmetro final utilizado no cálculo da RCM, por ser a métrica que preserva o poder de compra do capital investido independentemente dos ciclos inflacionários, sendo também a unidade em que a base de ativos regulatória é expressa (US\$ da data-base).

## 7.2. Período 2006–2013: Cálculo Anual pela NT nº 027/2006-SCM

Para o período de 2006 a 2013, o WACC regulatório é apurado anualmente segundo a metodologia estabelecida pela NT nº 027/2006-SCM, com atualização dos parâmetros de mercado a cada exercício. Os parâmetros estruturais — estrutura de capital, beta, alíquota de impostos e spread de default — são mantidos constantes ao longo de todo o período, ao passo que a taxa livre de risco, o risco Brasil e a inflação implícita são recalculados anualmente com base em séries históricas, capturando a evolução das condições de mercado.

### 7.2.1. Estrutura de Capital

A estrutura de capital adotada é de **40% de capital de terceiros** e **60% de capital próprio**, constante para todo o período 2006–2013. Essa proporção reflete a estrutura ótima de capital de um transportador eficiente operando no

setor de gás natural, definida com base na observação de empresas comparáveis internacionais, conforme metodologia de *peer group* descrita na Nota Técnica 027/2006-SCM.

### 7.2.2. Beta e Risco Sistemático

O beta desalavancado ( $\beta_a$ ) representa o risco de negócio do setor de transporte de gás natural, estimado a partir de um intervalo de referência definido por reguladores internacionais de gasodutos. A NT 027/2006-SCM adotou o intervalo **0,25 a 0,62** para o beta desalavancado, com base no estudo NECG (2003). O beta alavancado ( $\beta_e$ ) é recalculado pela fórmula de Hamada, considerando a estrutura de capital D/E = 40/60 e a alíquota de impostos de 34%:

$$\beta_e = \beta_a \times [ 1 + (1-t) \times D/E ]$$

Com os parâmetros adotados, obtém-se um intervalo de beta alavancado de **0,36 a 0,89**, que determina diretamente o intervalo de WACC para cada ano. Todos os demais parâmetros estruturais são mantidos fixos: alíquota de IR+CSLL de **34%** e spread de default de **2,00%** (estimado para a razão de alavancagem D/E = 40/60 adotada).

### 7.2.3. Taxa Livre de Risco e Risco Brasil — Parâmetros Anualizados

A taxa livre de risco ( $R_f$ ) e o risco Brasil (EMBI+BR) são os únicos parâmetros recalculados anualmente. A metodologia da NT 027/2006-SCM estabelece:

- **Taxa Livre de Risco ( $R_f$ ):** média aritmética simples das observações diárias do rendimento do T-Bond de 10 anos do Tesouro norte-americano (série DGS10 do Federal Reserve), computada sobre a janela móvel dos **10 anos anteriores** ao exercício de referência. A janela de 10 anos captura ciclos econômicos completos sem incorporar estruturas de mercado excessivamente distantes do presente.
- **Risco Brasil (EMBI+BR):** média aritmética simples das observações diárias do índice EMBI+ relativo ao Brasil (série disponível no Ipeadata), igualmente computada sobre a janela móvel dos **10 anos anteriores** ao exercício de referência.
- **Inflação Implícita EUA:** diferença entre o rendimento nominal do T-Bond de 10 anos e o rendimento real do TIPS de 10 anos (série DFII10 do Federal Reserve), calculada como a média do **ano corrente**. Esse critério do *breakeven* de inflação usa a informação mais recente disponível, conforme previsto na NT 027/2006.
- **Prêmio de Risco de Mercado Global (PRMg):** estimado com base na metodologia de Rocha, Camacho e Fiúza (2006), TD 1174 do IPEA, produzindo valores em torno de **6% a.a.** ao longo do período, levemente variáveis em função da atualização anual dos retornos de mercado considerados.

### 7.2.4. Resultados Anuais: Parâmetros e WACC Real (2006–2013)

A Tabela 15 consolida os parâmetros anualizados e os resultados do WACC real (após impostos, em US\$) para cada ano do período 2006–2013. O WACC é apresentado como um intervalo mínimo–máximo, correspondente ao intervalo de beta desalavancado de 0,25–0,62.

**Tabela 15 — Parâmetros e WACC Real (US\$, após impostos) — 2006 a 2013**

Parâmetro	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Taxa Livre de Risco ( $R_f$ )	5,03%	4,86%	4,70%	4,46%	4,18%	3,95%	3,67%	3,51%
Prêmio de Risco de Mercado (PRMg)	6,42%	6,46%	6,13%	5,81%	5,99%	6,08%	6,11%	6,27%

Risco Brasil — EMBI+BR	7,27%	6,99%	6,49%	5,78%	5,26%	4,56%	3,38%	2,75%
Inflação Implícita EUA	2,43%	2,30%	1,86%	1,58%	2,04%	2,22%	2,29%	2,27%
Beta Desalavancado	0,25 – 0,62	0,25 – 0,62	0,25 – 0,62	0,25 – 0,62	0,25 – 0,62	0,25 – 0,62	0,25 – 0,62	0,25 – 0,62
Beta Alavancado ( $\beta_e$ )	0,36 – 0,89	0,36 – 0,89	0,36 – 0,89	0,36 – 0,89	0,36 – 0,89	0,36 – 0,89	0,36 – 0,89	0,36 – 0,89
Estrutura de Capital D/(D+E)	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
Alíquota IR+CSLL	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%
CCP — Mín / Máx (US\$, nominal)	14,61% / 18,02	14,17% / 17,61	13,40% / 16,67	12,33% / 15,43	11,59% / 14,78	10,70% / 13,94	9,25% / 12,51	8,51% / 11,85
Custo da Dívida Rd (nominal, US\$)	14,30%	13,85%	13,19%	12,24%	11,43%	10,51%	9,05%	8,26%
<b>WACC Real (US\$) — Mín / Máx</b>	<b>9,87% / 11,87</b>	<b>9,64% / 11,66</b>	<b>9,49% / 11,41</b>	<b>8,91% / 10,74</b>	<b>7,77% / 9,65</b>	<b>6,82% / 8,72</b>	<b>5,52% / 7,43</b>	<b>4,90% / 6,86</b>

Nota: Parâmetros fixos:  $\beta_a = 0,25-0,62$  (NECG 2003);  $D/(D+E) = 40\%$ ;  $IR+CSLL = 34\%$ ;  $Spread\ de\ Default = 2,00\%$ . Parâmetros variáveis:  $R_f$  e  $EMBI+BR$  = média aritmética das observações diárias dos 10 anos anteriores ao exercício; Inflação EUA = breakeven DGS10 – DFII10, média do ano corrente. Fonte dos dados: Federal Reserve Economic Data (FRED) e Ipeadata. O WACC real é obtido pela deflação do WACC nominal pelo breakeven de inflação dos EUA do ano corrente.

A tendência descendente do WACC ao longo do período 2006–2013 — com o intervalo máximo recuando de 11,87% em 2006 para 6,86% em 2013 — reflete primordialmente a trajetória de convergência do risco Brasil (EMBI+BR), que decaiu de 7,27% para 2,75%, e a redução gradual da taxa livre de risco norte-americana (T-Bond 10 anos), que caiu de 5,03% para 3,51% no mesmo período. Essa compressão do WACC calculado foi o pano de fundo regulatório que motivou a institucionalização da taxa de retorno via RANP nº 15/2014, a partir de 2014.

### 7.3. Período 2014–2018: WACC Regulatório de 7,15% — RANP nº 15/2014

A partir de 2014, o marco regulatório aplicável ao transporte de gás natural no Brasil sofreu profunda reestruturação com a publicação da Resolução ANP nº 15, de 14 de março de 2014 (RANP 15/2014). Essa norma estabeleceu as regras para a oferta e alocação de capacidade de transporte de gás natural, incluindo a sistemática de cálculo de tarifas e a definição da taxa de retorno a ser aplicada. Em particular, o art. 7º da RANP 15/2014 determinou que a ANP realizaria análise das informações prestadas pelo transportador para a revisão dos parâmetros do CMPC, e o art. 19 instituiu o ciclo de revisão quinquenal da taxa de retorno das tarifas de transporte aprovadas.

A partir da vigência da RANP nº 15/2014, a ANP passou a adotar ciclos tarifários quinquenais com taxa regulatória fixa por período, em substituição à atualização anual anteriormente praticada. A alteração buscou ampliar a previsibilidade regulatória e reduzir a volatilidade tarifária associada às oscilações conjunturais dos parâmetros financeiros.

Para o período 2014–2018, o CMPC regulatório foi fixado em 7,15% a.a. (real, após impostos, em US\$), resultante da aplicação do modelo CAPM Adaptado para Países Emergentes com os parâmetros descritos na Tabela 16. Essa taxa constitui a remuneração do capital efetivamente aplicada nas Chamadas Públicas e revisões tarifárias conduzidas sob a RANP 15/2014 no primeiro ciclo quinquenal.

**Tabela 16 — Parâmetros e Resultados do CMPC — Período 2014–2018**

Parâmetro	Valor
-----------	-------

<b>Estrutura de Capital</b>	
Total da Dívida / Capital Total [D/(D+E)]	50,00%
Capital Próprio / Capital Total [E/(D+E)]	50,00%
<b>Parâmetros de Mercado (em US\$)</b>	
Taxa Livre de Risco — Rf	4,10%
Prêmio de Risco de Mercado — PRMg	5,79%
Risco Brasil — EMBI+BR	2,69%
Prêmio de Risco de Crédito	2,00%
<b>Risco Sistemático e Tributação</b>	
Beta do Ativo — $\beta_a$ (Desalavancado)	0,60
Beta do Acionista — $\beta_e$ (Alavancado) <sup>1</sup>	1,00
Tributos (IR + CSLL)	34,00%
Inflação EUA (a.a.) — Breakeven	2,25%
<b>Resultados (em US\$)</b>	
CCP, em termos nominais (US\$)	12,56%
CCP, em termos reais	10,08%
CCT, em termos nominais (US\$)	8,79%
CCT, em termos reais	6,40%
CMPC, em termos nominais (US\$)	9,18%
<b>CMPC, em termos reais ← Taxa regulatória aplicada 2014–2018</b>	<b>7,15% a.a.</b>

Nota: Beta alavancado calculado pela fórmula de Hamada:  $\beta_e = \beta_a \times [1 + (1-t) \times D/E] = 0,60 \times [1 + (1-0,34) \times 1,00] = 0,60 \times 1,66 \approx 1,00$ , com  $D/E = 50\%/50\% = 1,00$  e alíquota de 34%. O CMPC real é obtido pela aplicação do modelo diretamente sobre os componentes já deflacionados:  $CMPC\ real = CCP\ real \times E/(D+E) + CCT\ real \times (1-t) \times D/(D+E) = 10,08\% \times 50\% + 6,40\% \times 66\% \times 50\% = 5,04\% + 2,11\% = 7,15\%$ .

Merecem destaque as seguintes diferenças metodológicas em relação ao período 2006–2013, que evidenciam a reavaliação do perfil de risco e financiamento do setor ao tempo de vigência da RANP 15/2014:

- Estrutura de capital: a participação da dívida foi elevada de 40% para 50%, refletindo a capacidade das transportadoras de operar com maior alavancagem financeira no contexto de um mercado de capitais doméstico em maturação e de condições de crédito mais favoráveis ao setor de infraestrutura.
- Beta alavancado = 1,00: com a estrutura de capital 50/50 e o beta desalavancado de 0,60, o beta alavancado resulta aproximadamente em 1,00 — significando que o acionista do transportador passa a exigir um retorno que acompanha proporcionalmente o risco médio do mercado, sem desconto pelo caráter defensivo do setor.

- Risco Brasil mais comprimido: o EMBI+BR de 2,69% reflete a trajetória descendente do risco soberano iniciada no período anterior, consolidada no contexto de melhora dos fundamentos macroeconômicos brasileiros nos anos que antecederam 2014.
- Prêmio de Risco de Crédito explícito: a introdução do prêmio de risco de crédito de 2,00% como componente destacado do CCT sinaliza o alinhamento da metodologia com a abordagem de CAPM da dívida que seria adotada de forma mais detalhada na revisão de 2019.

#### 7.4. Período 2019–2025: Revisão Quinquenal — WACC de 7,25%

Em atendimento ao art. 19 da RANP nº 15/2014, a ANP procedeu à revisão quinquenal da taxa de retorno aplicável ao transporte de gás natural, cujos resultados foram consolidados na Nota Técnica nº 013/2019-SIM, de 16 de julho de 2019, que trata da Receita Máxima Permitida e Tarifas de Transporte da Chamada Pública do Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG). A metodologia e os critérios adotados nessa revisão são descritos a seguir, constituindo o referencial metodológico da taxa de retorno para o período 2019–2025.

##### 7.4.1. Atualização dos Parâmetros pela Nota Técnica nº 013/2019-SIM

A NT 013/2019-SIM manteve o modelo CAPM Adaptado para Países Emergentes como base metodológica, procedendo às seguintes atualizações e revisões de parâmetros em relação ao ciclo anterior:

- Taxa Livre de Risco: ampliada de 10 para 20 anos, compreendendo o período de julho de 1999 a junho de 2019, com o objetivo de capturar a expectativa do parâmetro ao longo do ciclo tarifário subsequente de cinco anos. O resultado foi de 3,54% a.a., próximo à recomendação da consultoria Duff&Phelps de 3,50%.
- Prêmio de Risco de Mercado (PRMg): estimado pela consultoria KPMG com base na metodologia *Implied Equity Market Risk Premium*, que incorpora mudanças recentes dos mercados e expectativas futuras, sendo considerada mais robusta do que abordagens puramente históricas em períodos de crise. O valor adotado foi de 5,75% a.a.
- Risco Brasil (EMBI+BR): computado pela mediana do período julho de 1999 a junho de 2019 (20 anos), em substituição à média aritmética anteriormente adotada. A opção pela mediana objetivou mitigar a influência do pico extremo do EMBI+ verificado no segundo semestre de 2002 — que elevaria desproporcionalmente a estimativa —, produzindo um valor de 2,79% a.a.
- Estrutura de Capital: revisada de 28% para 30% de capital de terceiros e 70% de capital próprio, convergindo para o percentual mínimo estabelecido pela ANEEL (Submódulo 9.8 do PRORET) para o segmento de transmissão de energia elétrica, utilizado como proxy regulatória diante da ausência de histórico consolidado no setor de transporte de gás natural brasileiro.
- Beta Desalavancado: revisado de 0,61 para 0,58, com base na ampliação da amostra de 5 para 14 transportadoras internacionais (incluindo operadoras europeias e australianas), obtendo-se um beta alavancado de 0,74. A tributação foi corrigida conforme contribuições da audiência pública.
- Prêmio de Risco de Crédito: parametrizado pelo spread de Damodaran para o rating Ba2/BB de empresas de serviços não financeiras com valor de mercado abaixo de US\$ 5 bilhões, resultando em 3,60% a.a.

##### 7.4.2. Resultado da Revisão — WACC de 7,25% e Comparação entre Períodos

A Tabela 17 apresenta os parâmetros do CMPC apurados pela Nota Técnica 013/2019-SIM, comparados com os valores dos dois períodos anteriores. A comparação permite identificar com precisão quais componentes da taxa de retorno se alteraram ao longo do tempo e em que direção, separando os efeitos de mudanças metodológicas deliberadas dos efeitos de evolução das condições de mercado.

**Tabela 17 — Comparação dos Parâmetros do CMPC entre os Três Períodos Regulatórios**

Parâmetro	2006–2013 (NT 027/2006)	2014–2018 (RANP 15/2014)	2019–2025 (NT 013/2019)	Observação sobre a trajetória

<b>Estrutura de Capital</b>				
D/(D+E) — Capital de Terceiros	40,00%	50,00%	30,00%	Pico em 2014–2018; recuo em 2019 ao mínimo ANEEL
E/(D+E) — Capital Próprio	60,00%	50,00%	70,00%	Espelho do movimento da dívida
<b>Parâmetros de Mercado (US\$)</b>				
Taxa Livre de Risco (Rf)	3,51%–5,03% (série de 10 anos)	4,10%	3,54%	Tendência descendente; série expandida para 20 anos em 2019
Prêmio de Risco de Mercado (PRMg)	~6,0% (Rocha et al./IPEA)	5,79%	5,75% (KPMG Implied ERP)	Estável; fonte migra para KPMG em 2019
Risco Brasil (EMBI+BR)	2,75%–7,27% (média 10 anos)	2,69%	2,79% (mediana 20 anos)	Forte compressão ao longo do período; em 2019 adota-se mediana para atenuar outliers
Prêmio de Risco de Crédito	2,00% (spread de default)	2,00%	3,60% (Damodaran Ba2/BB)	Aumenta em 2019; passa a usar rating Ba2/BB explicitamente
Inflação EUA (a.a.)	1,58%–2,43% (breakeven corrente)	2,25%	2,00% (meta Fed)	Passa a usar meta do Fed como referência em 2019
<b>Risco Sistemático</b>				
Beta Desalavancado ( $\beta_a$ )	0,25–0,62 (intervalo NECG)	0,60	0,58 (14 transportadoras)	Convergência para ponto único; ampliação e correção da amostra em 2019
Beta Alavancado ( $\beta_e$ )	0,36–0,89 (do intervalo acima)	1,00 (D/E=1,00)	0,74 (D/E=30/70)	Pico em 2014–18 por alavancagem 50/50; recua com nova D/E
Alíquota IR + CSLL	34,00%	34,00%	34,00%	Constante nos três períodos
<b>Resultados (real, US\$, após impostos)</b>				

CCP (real, US\$)	8,51%–14,61%	10,08%	8,44%	Redução expressiva acompanha EMBI+ e Rf
CCT (real, US\$)	4,90%–9,87% (Rd após imposto/inf)	6,40%	7,77%	Sobe em 2019 pelo maior spread de crédito (3,60%)
<b>CMPC — WACC Real (US\$)</b>	<b>4,90%–11,87%</b>	<b>7,15%</b>	<b>7,25%</b>	<b>Estabilização no intervalo 7–8% a.a.</b>

*Nota: Fonte dos parâmetros de 2006–2013: planilha-modelo, aba WACC Regulatório, com base na NT 027/2006-SCM; os valores dessa coluna representam os extremos do intervalo anual observado. Fonte dos parâmetros de 2014–2018: parâmetros do CMPC apurados pela ANP para o primeiro ciclo tarifário sob a RANP nº 15/2014. Fonte dos parâmetros de 2019–2025: NT nº 013/2019-SIM (SIM/ANP, 16/07/2019), data-base 28/06/2019.*

A leitura coluna a coluna da Tabela 17 permite identificar três vetores de evolução entre os períodos:

- **Compressão estrutural dos parâmetros de risco de mercado:** A taxa livre de risco recuou de uma média superior a 4% no período 2006–2013 para 3,54% em 2019, seguindo a tendência de queda das taxas de juros norte-americanas no pós-crise financeira de 2008. O risco Brasil (EMBI+BR) apresentou a maior variação relativa: de um patamar próximo a 7,3% no início de 2006 — quando a janela de 10 anos ainda incorporava o pico do segundo semestre de 2002 — para 2,69% em 2014–2018 e 2,79% em 2019, refletindo a consolidação do regime macroeconômico brasileiro. O prêmio de risco de mercado permaneceu estável em torno de 5,75%–6%, sendo o parâmetro de menor variação ao longo de todo o período.
- **Oscilação na estrutura de capital e seus efeitos no beta alavancado:** A estrutura de capital percorreu um ciclo não-monotônico: partiu de 40/60 (2006–2013), alcançou o maior nível de alavancagem em 2014–2018 (50/50) e recuou para 30/70 em 2019. Essa variação na proporção D/E determina diretamente o beta alavancado — que saiu de um intervalo de 0,36–0,89 no primeiro período, atingiu o ponto focal de 1,00 no segundo (consequência aritmética de  $\beta_a = 0,60$  com  $D/E = 1,00$ ) e recuou para 0,74 no terceiro. Não obstante, o efeito líquido da variação da estrutura de capital sobre o CMPC foi parcialmente compensado pelo aumento do spread de crédito em 2019 (de 2,00% para 3,60%), que elevou o custo da dívida real de 6,40% para 7,77%.
- **Estabilização da taxa de retorno regulatória:** O efeito combinado dos três vetores anteriores resultou numa convergência notável: após o amplo intervalo de WACC real calculado no período 2006–2013 (4,90%–11,87%), o CMPC efetivamente aplicado estabilizou-se em 7,15% e 7,25% nos dois ciclos quinquenais subsequentes — uma diferença de apenas 10 pontos-base entre os dois períodos mais recentes, sinalizando relativa estabilidade dos parâmetros regulatórios e das condições de financiamento do setor. Essa estabilização é interpretada como evidência de que os principais parâmetros de risco e retorno do setor de transporte de gás natural no Brasil convergem para valores de longo prazo, consistentes com a literatura internacional de regulação de infraestrutura.

## 7.5. Síntese — WACC Regulatório por Período

A Tabela 18 consolida os valores de WACC regulatório adotados nesta NT para cada período, identificando a base normativa e metodológica de cada um. O WACC é sempre expresso em termos reais, após impostos, em dólares norte-americanos, sendo aplicado diretamente como taxa de remuneração sobre o saldo médio do VRD de cada período no cálculo da RCM.

### Tabela 18 — Síntese do WACC Regulatório por Período (2006–2025)

Período	Base Normativa	Metodologia	Parâmetros Variáveis	WACC Regulatório (real, US\$)
2006–2013	NT 027/2006-SCM (ANP)	CAPM Adaptado — cálculo anual	Rf e EMBI+ atualizados por séries históricas de 10 anos; PRMg conforme Rocha et al. (2006)/IPEA	<b>Ver Tabela 15 (intervalo anual)</b>
2014–2018	RANP nº 15/2014 (ANP)	CAPM Adaptado — taxa fixa de ciclo	Rf=4,10%; PRMg=5,79%; EMBI+=2,69%; RC=2,00%; D/E=50/50; $\beta_a=0,60$ ; $\beta_e=1,00$	<b>7,15%</b>
2019–2025	NT 013/2019-SIM (ANP) — revisão quinquenal art. 19 RANP 15/2014	CAPM Adaptado — taxa fixa de ciclo	Série 20 anos; mediana EMBI+; PRMg KPMG; amostra 14 trans. ( $\beta = 0,58$ )	<b>7,25%</b>

A comparação dos três períodos revela a trajetória de convergência da taxa de retorno regulatória no setor de transporte de gás natural brasileiro. O intervalo de WACC real de 2006 (9,87%–11,87%) refletia prêmios de risco Brasil ainda elevados (EMBI+ de 7,27%) e taxa livre de risco norte-americana superior a 5%.

Com a maturação das condições macroeconômicas brasileiras e a compressão global das taxas de juros, a taxa de retorno regulatória foi sendo calibrada, estabilizando-se em 7,15% e 7,25% nos dois ciclos tarifários mais recentes. Esse padrão é consistente com a literatura internacional de regulação de infraestrutura, que documenta a convergência das taxas de retorno de gasodutos em economias emergentes em direção ao intervalo de 6%–8% à medida que o ambiente institucional e regulatório se consolida.

## 8. APURAÇÃO DO IRPJ E DA CSLL

O cálculo da Receita de Capital (RCM) requer a determinação do fluxo anual de Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ) e de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) incidentes sobre o resultado tributável do transportador, apurado a partir das receitas de transporte, deduzidos os custos operacionais e a depreciação fiscal dos ativos imobilizados. Esta seção descreve a metodologia de cálculo da depreciação fiscal e a consequente apuração do IRPJ/CSLL para o período 2006–2025, com memórias de cálculo integralmente registradas nas abas "Depreciação Fiscal" e "Avaliação Dep Fiscal" da planilha-modelo.

A depreciação fiscal é organizada em dois grupos de ativos: (i) os gasodutos valorados pelo CRN, com início de operação anterior a 2006, cujas bases fiscais derivam da conversão do Custo de Reposição Novo em reais na data-base de 31/12/2005; e (ii) os gasodutos e demais ativos do imobilizado incorporados por CAPEX incremental a partir de 2006, cujas bases fiscais correspondem ao custo histórico de aquisição ou construção em reais, depreciados a partir do ano de ingresso ao ativo imobilizado.

### 8.1. Enquadramento Fiscal e Alíquotas

O regime tributário aplicável é o **Lucro Real**, obrigatório para concessionárias de serviços públicos. Nesse regime, a base de cálculo é o Lucro Antes do Imposto de Renda (LAIR), apurado segundo os critérios da legislação fiscal, que admite a dedução da depreciação dos ativos imobilizados sobre seu custo de aquisição ou reprodução.

A alíquota combinada de **34%** resulta da soma de: IRPJ de **25%** (alíquota básica de 15% mais adicional de 10% sobre a parcela do lucro que exceder R\$ 20.000/mês) e CSLL de **9%**. Ambos incidem sobre o LAIR positivo; havendo prejuízo fiscal, a contribuição é nula.

As fórmulas de apuração são:

$$\text{LAIR} = \text{Receita Líquida} + \text{Opex} - \text{Depreciação Fiscal}$$

$$\text{IRPJ} + \text{CSLL} = 34\% \times \text{MAX}(0 ; \text{LAIR})$$

A taxa de depreciação fiscal adotada é de 3,33% a.a. (= 1/30), correspondente à vida útil fiscal de 30 anos, idêntica à vida útil regulatória. A depreciação de cada ativo em qualquer exercício equivale a  $\text{MAX}(0; \text{VNB início do ano}) \times 1/30$ , onde VNB é o Valor Nominal de Bem (saldo contábil fiscal), garantindo que a quota se anule quando o ativo estiver integralmente depreciado.

## 8.2. Gasodutos Valorados pelo CRN — Base Fiscal e Vida Útil Residual

### 8.2.1. Conversão do CRN para Reais e Base Fiscal

Os cinco gasodutos com início de operação anterior a 2006 — GASVOL, GASPAL, GASAN, GASBEL I e GASDUC II — foram avaliados pelo método do Custo de Reposição Novo (CRN) na data-base de 31/12/2005. O CRN de cada ativo é convertido para reais pela taxa de câmbio PTAX de compra do Banco Central do Brasil na data de 31/12/2005 (R\$ 2,4342/US\$), obtendo-se o CRN em R\$ (base fiscal). Sobre esse valor aplica-se a quota anual de depreciação:

$$\text{Dep Anual (R\$)} = \text{CRN (R\$)} \div 30$$

A base da depreciação fiscal é o CRN integral — e não o VRD (valor já depreciado pela Ross-Heidecke) —, pois o CRN representa o custo de reprodução novo na data-base, que constitui o valor de referência para registro contábil no Lucro Real quando não há histórico de custo anterior disponível.

### 8.2.2. Vida Útil Residual e Encerramento Escalonado

Cada ativo pré-2006 deprecia fiscalmente apenas pelos anos de vida útil ainda não transcorridos a partir de 2006 (vida útil residual). O encerramento ocorre no ano em que a vida útil de 30 anos, contada do início de operação, se esgota. O resultado é uma redução escalonada da quota total do bloco CRN ao longo do período de análise, conforme Tabela 19.

**Tabela 19 — Base Fiscal e Vida Útil Residual dos Gasodutos Valorados pelo CRN**

Ativo / Gasoduto	Início Op.	CRN (US\$MM)	CRN — Base Fiscal (R\$ mil)	Quota Dep. Anual (R\$ mil)	Dep. de	Dep. até	Observação
Reduc-Volta Redonda (GASVOL)	1986	76,63	186.535,50	6.217,85	2006	2015	—
Volta Redonda-Recap (GASPAL)	1988	280,49	682.825,71	22.760,86	2006	2017	—
Recap-RPBC (GASAN)	1993	22,37	54.455,28	1.815,18	2006	2022	—
Reduc-Regap (GASBEL I)	1996	255,95	623.094,04	20.769,80	2006	2025	—
<b>Tecab-Reduc (GASDUC II)</b>	<b>1996</b>	<b>163,20</b>	<b>397.287,90</b>	<b>13.242,93</b>	<b>2006</b>	<b>2009<sup>1</sup></b>	<b>Removido em 2009 — GASDUC</b>

							III
<b>TOTAL</b>	—	<b>798,64</b>	<b>1.944.198,43</b>	<b>64.806,62</b>	<b>2006</b>	<b>2025</b>	<b>GASBEL I é o último ativo a depreciar</b>

*Nota: A entrada em operação do GASDUC III em 2009 determinou a substituição operacional do GASDUC II como rota de escoamento, resultando em sua baixa do imobilizado e encerramento da depreciação fiscal após os exercícios 2006–2009. O saldo contábil fiscal remanescente no momento da remoção foi de R\$ 225.129,81 mil.*

*CRN em R\$ = CRN em US\$ × R\$ 2,4342/US\$ (PTAX compra Bacen, 31/12/2005). Quota anual = CRN (R\$) / 30 anos.*

O encerramento escalonado dos ativos CRN ao longo do período produz a trajetória de quotas totais anuais do bloco apresentadas na Tabela 20:

**Tabela 20 — Evolução da quota anual do CRN total dos ativos da Malha Sudeste**

<b>Período</b>	<b>Quota CRN Total (R\$ mil/ano)</b>	<b>Ativo que encerra a depreciação ao final do período</b>
2006–2009	64.806,62	GASDUC II removido em 2009 (GASDUC III)
2010–2015	51.563,68	GASVOL: vida útil esgotada em 2015
2016–2017	45.345,83	GASPAL: vida útil esgotada em 2017
2018–2022	22.584,98	GASAN: vida útil esgotada em 2022
2023–2025	20.769,80	Apenas GASBEL I remanesce (até 2025)

### 8.3. Ativos Incorporados por CAPEX Incremental a partir de 2006

#### 8.3.1. Metodologia Geral — Lógica das Adições ao Imobilizado

Os investimentos realizados após 2006 são tratados fiscalmente pelo custo histórico de construção ou aquisição em reais no ano de ingresso ao imobilizado. A quota anual de depreciação de cada adição ao imobilizado do exercício é:

$$\text{Dep Anual Adição}(y) = \text{CAPEX}(y) \text{ (R\$)} \div \text{VU}$$

A quota é reconhecida integralmente a partir do próprio ano de ingresso, sem pro-rata temporal. A depreciação continua pelo prazo integral de VU anos a contar do ano de ingresso. Na planilha-modelo, cada ativo pós-2006 é estruturado como uma matriz de adições ao imobilizado: cada linha corresponde ao investimento de um exercício; a depreciação total em qualquer exercício  $t$  é a soma das quotas de todas as adições cujo período já se iniciou e ainda não se encerrou. Todos os ativos pós-2006 adotam vida útil fiscal de 30 anos, consistente com o padrão regulatório.

#### 8.3.2. Gasodutos: GASCAR e Ramais do Anel de Gás

O gasoduto GASCAR e os Ramais 16" e 20" (Anel de Gás) são os ativos de transporte de gás cujo CAPEX incremental é registrado individualmente na aba "Depreciação Fiscal" (Tabela 21). Por serem dutos de transmissão, adotam vida útil fiscal de 30 anos para todas as adições ao imobilizado.

**Tabela 21 — CAPEX Incremental dos gasodutos GASCAR e Ramais 16" e 20"**

Ativo	Adições ao Imobilizado com CAPEX	CAPEX Total (R\$ mil)	Quota Dep. Vigente (R\$ mil/ano, 2025)	Observação
GASCAR	2007 a 2017 (11 adições ao imobilizado)	2.256.963	75.232,11 <sup>1</sup>	Maior ativo pós-2006 por CAPEX
Ramal 16" (Anel de Gás)	2007 a 2016 (9 adições ao imobilizado com investimento)	90.606	3.037,39	
Ramal 20" (Anel de Gás)	2008, 2009, 2013 (3 adições ao imobilizado)	24.479,93	816,00	
<b>TOTAL gasodutos pós-2006</b>		<b>2.372.049</b>		

Nota: Quota acumulada em 2025 da soma de todas as adições ao imobilizado do GASCAR cujo período de depreciação ainda não se encerrou naquele exercício.

### 8.3.3. Categorias de Bens e Instalações do Imobilizado — Classificação ANP

A aba "Depreciação Fiscal" contempla **dezesesseis categorias** de bens e instalações, correspondentes à classificação de ativos de transporte de gás natural adotada pela ANP para o imobilizado do Contrato Legado da Malha Sudeste. Quinze dessas dezesseis categorias apresentam investimentos efetivos no período 2006–2025 (com exceção de Ponto(s) de Entrada, sem CAPEX registrado). Todas adotam vida útil fiscal de 30 anos e a mesma lógica de adições ao imobilizado descrita anteriormente.

A Tabela 22 resume as categorias de bens e instalações que representaram adições ao imobilizado

**Tabela 22 — Categorias de Bens e Instalações: CAPEX Total, Adições ao Imobilizado e Participação**

Categoria de Bem / Instalação	CAPEX Total (R\$ mil)	Part. (%)	Adições ao Imobilizado	Observação
Pig Instrumentado	431.588,25	58,5%	2021–2025	Maior categoria: inspeções de integridade
Ativos de Suporte	108.235,52	14,7%	2017–2025	Série contínua; 2ª maior categoria
Ponto(s) de Saída	51.718,33	7,0%	2018–2025	Crescimento expressivo a partir de 2021
Outros	37.035,54	5,0%	2022–2025	
Classe de Locação	20.654,49	2,8%	2023–2024	
Componentes Tubulação - Trecho(s)/Ramal(s)	18.456,38	2,5%	2018–2025	
Condicionantes Ambientais	17.256,17	2,3%	2017	Adição única ao imobilizado
Overhaul	11.820,57	1,6%	2023–2024	
Tubulação - Trecho(s)/Ramal(s)	11.305,10	1,5%	2021–2024	

Imóveis / Edificações / Benfeitorias	9.647,43	1,3%	2022–2024	
Máquinas e Equipamentos Operacionais	9.262,93	1,3%	2018–2024	
Estação(ões) de Medição / Reg. de Pressão	5.514,37	0,7%	2025	
Ponto de Interconexão (entre transportadoras)	3.741,40	0,5%	2021–2025	
Estação(ões) de Compressão / Serviço(s)	1.766,17	0,2%	2025	
Equipamentos e Instalações de Comunicação	342,02	0,0%	2024	
Ponto(s) de Entrada	—	—	Sem registro	Sem investimentos no período
<b>TOTAL — 15 categorias ativas</b>	<b>738.344,65</b>	<b>100%</b>	<b>2017–2025</b>	<b>Todas com VU = 30 anos</b>

Nota: Participações calculadas sobre o CAPEX total das 15 categorias com investimentos (R\$ 738.344,65 mil). Fonte: aba "Depreciação Fiscal" da planilha-modelo.

A categoria Pig Instrumentado é a mais relevante em termos de volume de investimento, com R\$ 431.588,25 mil distribuídos em quatro adições ao imobilizado: 2021 (R\$ 44.192,93 mil), 2023 (R\$ 110.685,81 mil), 2024 (R\$ 259.840,21 mil) e 2025 (R\$ 16.869,30 mil). Os gastos com inspeção por pig instrumentado são capitalizados por gerarem benefícios econômicos futuros identificáveis — extensão da vida útil, manutenção da integridade estrutural e cumprimento de obrigações regulatórias de segurança — e depreciados linearmente em 30 anos a partir do ano de capitalização, gerando quotas anuais que crescem ao longo dos últimos exercícios do período analisado.

A categoria Ativos de Suporte é a segunda maior, com R\$ 108.235,52 mil em uma série contínua de adições ao imobilizado de 2017 a 2025, agrupando bens de suporte operacional que não se enquadram nas demais categorias específicas do sistema. Sua contribuição à base de depreciação cresce gradualmente a partir de 2017, com aceleração a partir de 2023 (adição ao imobilizado de R\$ 44.286,92 mil).

#### 8.4. Apuração Anual do IRPJ e da CSLL (2006–2025)

A Tabela 23 consolida, para cada exercício do período 2006–2025, os quatro componentes da apuração fiscal: Receita Líquida, Opex (valor negativo), Depreciação Fiscal Total e LAIR ajustado, com o correspondente IRPJ+CSLL à alíquota de 34%. Todos os valores estão em reais nominais (R\$ mil).

**Tabela 23 — Apuração Anual do LAIR Ajustado e IRPJ+CSLL (R\$ mil, nominais)**

Ano	Receita Líquida (R\$ mil)	Opex (R\$ mil)	Dep. Fiscal Total (R\$ mil)	LAIR Ajustado (R\$ mil)	IRPJ + CSLL (34%) (R\$ mil)
2006	453.020,76	(155.262,94)	66.576,77	231.181,05	(78.601,56)
2007	456.786,50	(155.262,94)	87.198,78	214.324,78	(72.870,43)
2008	564.795,89	(226.843,07)	124.828,82	213.123,99	(72.462,16)
2009	680.040,05	(160.374,54)	125.515,46	394.150,05	(134.011,02)
2010	686.354,05	(123.668,25)	123.603,23	439.082,57	(149.288,07)

2011	770.023,25	(118.597,14)	126.892,96	524.533,15	(178.341,27)
2012	825.399,14	(104.372,93)	127.937,20	593.089,02	(201.650,27)
2013	889.930,87	(113.363,44)	129.011,03	647.556,39	(220.169,17)
2014	938.971,49	(114.848,13)	129.254,07	694.869,29	(236.255,56)
2015	973.579,68	(117.574,79)	129.761,53	726.243,37	(246.922,74)
2016	1.093.396,55	(104.802,62)	124.102,36	864.491,57	(293.927,13)
2017	1.171.824,88	(239.054,64)	125.128,17	807.642,07	(274.598,30)
2018	1.165.720,37	(249.353,46)	102.542,06	813.824,86	(276.700,45)
2019	1.253.579,24	(272.209,76)	102.554,21	878.815,27	(298.797,19)
2020	1.345.139,80	(304.255,51)	102.731,96	938.152,34	(318.971,79)
2021	1.656.382,97	(331.603,08)	104.507,34	1.220.272,56	(414.892,67)
2022	1.950.941,07	(299.221,30)	105.104,71	1.546.615,06	(525.849,12)
2023	2.063.859,95	(330.762,62)	111.119,47	1.621.977,85	(551.472,47)
2024	1.998.206,53	(329.317,31)	122.366,07	1.546.523,15	(525.817,87)
2025	1.932.553,12	(340.626,00)	125.155,27	1.466.771,85	(498.702,43)
<b>2006–2025</b>	<b>22.870.506,19</b>	<b>(4.191.374,47)</b>	<b>2.295.891,48</b>	<b>16.383.240,24</b>	<b>(5.570.301,68)</b>

Nota: Valores negativos de IRPJ+CSLL representam saída de caixa do transportador, expressos entre parênteses por convenção. A Receita Líquida corresponde à Receita Máxima Permitida apurada conforme o modelo tarifário. O Opex do período 2006–2016 incorpora o ajuste de G&A e Direito de Passagem descrito na NT Opex; o Opex de 2017–2025 corresponde aos dados declarados pela NTS, com a revisão do valor de 2025 conforme a memória de cálculo específica. Fonte: aba "Avaliação Dep Fiscal" da planilha-modelo

A trajetória da depreciação fiscal total apresenta três fases distintas:

- i) 2006–2015: a depreciação cresce de R\$ 66.577 mil para um pico de R\$ 129.762 mil, impulsionada pela acumulação das adições ao imobilizado do GASCAR (cuja maior adição, de R\$ 1.047.274,98 mil, foi ativada em 2008) sobre a base estável dos ativos CRN;
- ii) 2016–2022: o encerramento escalonado dos ativos CRN — GASVOL (2015), GASPAL (2017), GASAN (2022) e a remoção do GASDUC II (2009) — reduz progressivamente a depreciação total para o intervalo de R\$ 102–105 mil/ano, com as novas categorias de bens e instalações compensando parcialmente essa redução; e
- iii) 2023–2025: as adições ao imobilizado de Pig Instrumentado — R\$ 110.685,81 mil em 2023 e R\$ 259.840,21 mil em 2024 — elevam a depreciação total para R\$ 111.119 mil, R\$ 122.366 mil e R\$ 125.155 mil, respectivamente, revertendo a tendência de estabilização e refletindo os programas de inspeção de integridade implementados nesses exercícios.

A carga tributária total acumulada no período 2006–2025 é de R\$ 5.570.301,68 mil, equivalente a 34% do LAIR total acumulado de R\$ 16.383.240,24 mil. Em relação à versão da planilha que utilizava os valores de Opex PBR sem o ajuste de G&A e direito de passagem, a incorporação do Opex revisado reduz a base tributável e a carga fiscal estimada, em decorrência do maior escudo fiscal gerado pelo Opex ajustado.

### 8.5. Verificação de Consistência com os Tributos Declarados pela NTS (2017–2024)

A consistência do IRPJ/CSLL estimado pelo modelo pode ser avaliada por confronto com os valores declarados pela própria NTS no âmbito da Resposta ao Ofício nº 4/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ (SEI 5629381), cujo Item 6.VII informa os tributos e contribuições pagos pela empresa entre 2017 e 2024, segregados entre diretos e indiretos para o conjunto de suas operações. A própria NTS registrou expressamente que "os valores apresentados correspondem ao pago pela NTS ao longo do período, não sendo possível alocação direta entre contratos de transporte", de modo que os dados declarados se referem à empresa como um todo, e não exclusivamente ao Contrato de Transporte Legado da Malha Sudeste.

Para o período 2017–2024, os Tributos Diretos declarados pela NTS (correspondentes ao IRPJ e à CSLL efetivamente pagos pela empresa) totalizam R\$ 7.806.469 mil. O IRPJ/CSLL estimado pela planilha-modelo especificamente para o Contrato Legado Malha Sudeste no mesmo período soma R\$ 3.685.802mil, representando cerca de 47,2% do total declarado pela NTS. A Tabela 24 apresenta o confronto anual entre as duas séries.

**Tabela 24 — Confronto entre IRPJ/CSLL estimado (Malha Sudeste) e Tributos Diretos declarados pela NTS (R\$ mil)**

Ano	IRPJ/CSLL Estimado (Malha SE) (R\$ mil)	Tributos Diretos NTS (declarado) (R\$ mil)	Tributos Indiretos NTS (declarado) (R\$ mil)	Total Tributos NTS (R\$ mil)	Razão (Estimado / Diretos NTS)
2017	274.598	266.147	534.103	800.250	103,2%
2018	276.700	435.450	538.888	974.338	63,5%
2019	298.797	621.060	517.725	1.138.785	48,1%
2020	318.972	800.761	569.268	1.370.029	39,8%
2021	414.893	1.178.778	609.587	1.788.365	35,2%
2022	525.849	1.487.487	877.515	2.365.002	35,4%
2023	551.472	1.596.999	778.915	2.375.914	37,1%
2024	498.702	1.419.787	903.254	2.323.041	32,9%
<b>2017–2024</b>	<b>3.685.802</b>	<b>7.806.469</b>	<b>5.329.255</b>	<b>13.135.724</b>	<b>~ 47,2%</b>

Fonte da coluna 'Estimado': aba "Avaliacao Dep Fiscal" da planilha-modelo, exercícios 2017–2024. Fonte das colunas 'Declarado NTS': Resposta ao Ofício nº 4/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, Item 6.VII — Tributos Diretos = IRPJ + CSLL efetivamente pagos; Tributos Indiretos = ICMS, PIS/COFINS e demais tributos sobre receita. NTS: não é possível a alocação direta dos tributos entre contratos de transporte.

A interpretação desse resultado requer considerar dois fatores. Em primeiro lugar, a Receita Contratual da Malha Sudeste representa aproximadamente 30% da receita total da NTS no período, de modo que, por uma simples proporcionalidade de receitas, o IRPJ/CSLL esperado para o contrato seria da ordem de 30% do total. Em segundo lugar, o perfil de depreciação fiscal indica que os ativos da Malha Sudeste têm exaurido progressivamente seu escudo fiscal de depreciação: o GASDUC II foi removido em 2009, o GASVOL encerrou sua vida útil fiscal em 2015, o GASPAL em 2017 e o GASAN em 2022, restando apenas o GASBEL I até 2025. Com o esgotamento sucessivo das quotas de depreciação dos ativos CRN — que eram as mais expressivas —, a base tributável da Malha Sudeste cresce proporcionalmente à receita ao longo do tempo, com menos deduções disponíveis para atenuar o LAIR. Esse efeito estrutural do portfólio tende a ampliar, e não a reduzir, o peso relativo do IRPJ/CSLL do contrato em relação ao total da empresa.

O fato de o modelo estimar um IRPJ/CSLL de ~47,2% do total de Tributos Diretos declarados pela NTS — percentual superior à participação de ~30% na receita e consistente com a tendência estrutural de maior carga tributária relativa decorrente do exaurimento das deduções de depreciação — valida a razoabilidade da estimativa. Importa destacar que uma carga tributária proporcionalmente mais alta implica uma saída de caixa fiscal maior, o que reduz o fluxo disponível para o retorno do capital investido a cada exercício: o modelo *não* subestima o IRPJ/CSLL para artificialmente preservar o retorno de capital. Pelo contrário, a estimativa situa-se em patamar que, dada a estrutura de ativos da Malha Sudeste, tende a ser representativo ou conservador.

Embora a NTS tenha declarado não ser possível realizar a alocação direta dos tributos entre os contratos de transporte, a metodologia adotada na planilha-modelo — apuração do IRPJ/CSLL pelo regime do Lucro Real, com base na Receita Contratual, no Opex e na depreciação fiscal específicos da Malha Sudeste — produz resultados coerentes com a realidade tributária declarada pela empresa. A conjectura é, portanto, válida para os fins do cálculo do RCM, e os valores obtidos não decorrem de premissas que artificialmente reduzam a carga tributária estimada em benefício do retorno de capital.

## 9. CUSTOS OPERACIONAIS

Os custos operacionais (Opex) utilizados no modelo RCM englobam os custos de Operação e Manutenção (O&M) e as Despesas Gerais e Administrativas (G&A) associados à exploração do sistema de transporte da Malha Sudeste. O Opex é deduzido da Receita Líquida na apuração do LAIR (base de cálculo do IRPJ e da CSLL) e do Retorno Total de Capital. As memórias de cálculo estão registradas nas abas "O&M e G&A Malhas SE (PBR)" e "O&M e G&A Malhas SE (NTS)" da planilha-modelo, com os valores consolidados na linha Opex da aba "RCM Nominal (R\$)".

### 9.1. Contexto Institucional e Lacunas Informacionais

#### 9.1.1. Estrutura Operacional do Consórcio Malhas (2006–2016) e o Papel da Transpetro

Para compreender por que nenhuma das partes dispunha de dados completos de Opex para todo o período 2006–2025, é necessário entender a estrutura jurídico-operacional do Consórcio Malhas Sudeste Nordeste, que vigorou desde a Declaração do Início de Operação Comercial (DIOC), em 1º de janeiro de 2006, até a sua dissolução em outubro de 2016.

De acordo com as notas explicativas das demonstrações financeiras da NTS para os exercícios de 2006 a 2016, o Consórcio operava sob um Contrato de Operação (COA — Consortium Operation Agreement) que determinava o critério de rateio do faturamento mensal à Petrobras. Esse critério era estruturado em três etapas sequenciais: primeiramente, o pagamento dos custos de O&M à Transpetro; em segundo lugar, o pagamento dos encargos das dívidas adquiridas para formação dos ativos da NTN e da NTS; e por fim, o repasse à TAG da diferença entre o total faturado à Petrobras e os valores resultantes das etapas anteriores. Desse modo, os custos de O&M eram repassados diretamente ao operador Transpetro pelo Consórcio, sem transitar pelos livros contábeis da NTS.

Essa estrutura tem uma consequência contábil determinante para as lacunas informacionais ora enfrentadas: entre 2006 e outubro de 2016, a NTS registrava suas atividades não como prestação de serviços de transporte, mas como arrendamento mercantil financeiro dos gasodutos para o Consórcio — em conformidade com o CPC 06 e o ICPC 03. Nessa modelagem contábil, a NTS figurava como *lessor* financeiro, reconhecendo em seus livros apenas os recebíveis do arrendamento e os encargos financeiros da dívida de construção, sem registrar receita de serviços nem custo de O&M. Nas Demonstrações financeiras auditadas de 2014 e 2015 (e nos anteriores), a linha "Receitas de Serviços" é igual a zero, assim como a linha "Custo dos serviços prestados", enquanto todas as receitas operacionais da empresa provinham da *receita com arrendamento financeiro* reconhecida por competência.

#### 9.1.2. Reestruturação Societária e Transferência Operacional (2016–2017)

Em 21 de outubro de 2016, foi realizada Assembleia Geral Extraordinária na NTS que aprovou o aporte de capital com o acervo líquido da TAG, avaliado a valor contábil na data-base de 31 de agosto de 2016. Essa operação transferiu para a NTS os ativos operacionais da TAG na região sudeste, as autorizações de operação da ANP e os contratos de transporte (GTAs) relacionados a esses ativos. Simultaneamente, os contratos que regiam o Consórcio Malhas foram reclassificados, em cumprimento ao ICPC 03: as operações entre NTS e Petrobras deixaram de ter característica de arrendamento mercantil financeiro e passaram a ser prestação de serviços de transporte.

Em paralelo, em setembro de 2016, a Petrobras anunciou a venda de 90% das ações da NTS ao Nova Infraestrutura Fundo de Investimentos em Participações Multiestratégia (FIP), gerido pela Brookfield Brasil Asset Management. A operação foi concluída em 4 de abril de 2017, data em que o FIP adquiriu formalmente 90% das ações da NTS e subsequentemente alienou 7,65% delas para a ITAÚSA (Itaú Investimentos S.A.). A composição acionária resultante foi de 82,35% para o FIP/Brookfield, 10% para a Petrobras e 7,65% para a ITAÚSA. Em 24 de outubro de 2017, a ANP emitiu as autorizações de operação definitivas em nome da NTS para todos os seus gasodutos, consolidando o novo regime operacional da empresa.

A primeira demonstração financeira da NTS a refletir uma operação de serviços plena — e portanto a registrar custos de O&M no resultado — é a do exercício findo em 31 de dezembro de 2016. Nesse ano, a linha "Custo dos serviços prestados" passou de zero para R\$ 153.467 mil, dos quais R\$ 30.045 mil correspondem a custos de operação e manutenção - mas apenas para os ~71 dias a partir de 21 de outubro até o final do exercício. A receita de serviços correspondente foi de R\$ 768.900 mil. Nos exercícios anteriores, esses valores eram nulos nos livros da NTS porque o custo de O&M era *integralmente* suportado pela Transpetro ao abrigo do Contrato de Operação do Consórcio. Mesmo após a reestruturação, conforme as notas explicativas da DF de 2017, a NTS manteve a contratação da TRanspetro para serviços de operação e manutenção da malha no âmbito de um Contrato de Apoio Técnico ao Transporte de Gás, reajustado anualmente pelo IGP-M e IPCA.

### 9.1.3. As Solicitações de Dados e as Lacunas Remanescentes

Diante desse contexto, a ANP, no âmbito do processo de revisão tarifária, solicitou os dados de custos de O&M e G&A às duas partes que, em momentos distintos, detinham informações sobre os custos operacionais da Malha Sudeste.

A NTS, em resposta ao Ofício nº 4/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ (SEI 5629381), Item 6.V, prestou os dados de O&M e G&A com abertura detalhada por subcategoria exclusivamente para o período 2017–2024. A empresa não informou valores anteriores à conclusão da aquisição pela Brookfield, em abril de 2017, pois durante os exercícios anteriores os custos de O&M não transitavam pelos seus livros contábeis, conforme a estrutura do COA descrita na Seção 6.1.1. O exercício de 2016, em que a NTS registrou apenas os custos referentes ao período posterior à reestruturação societária de outubro daquele ano, foi tratado como ano de transição, sendo 2017 o primeiro exercício com dados completos disponíveis à empresa.

A Petrobras foi solicitada a fornecer os dados do período anterior em razão de sua dupla condição de controladora das transportadoras à época e de contratante no Contrato de Transporte Legado das Malhas Sudeste. Em resposta ao Ofício nº 25/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ-e (SEI 5839039), a Petrobras encaminhou, pela Carta GITE/AR — DPBR-2026-25627 (SEI 5868674), de 9 de abril de 2026, as planilhas com os pagamentos realizados à Transpetro no período de 2008 a 2016 para o Contrato Malha SE. A Petrobras informou que essas informações foram extraídas do seu sistema corporativo SAP, implementado em fevereiro de 2008, razão pela qual não dispõe de informações consolidadas anteriores a esse período. A carta também esclareceu a estrutura do faturamento durante o período do Consórcio: cada consorciada faturava individualmente, de modo que a Petrobras, na qualidade de Carregador, realizava pagamentos diretamente à Transpetro à parte dos demais consorciados.

Adicionalmente, a Petrobras registrou expressamente na mesma correspondência que "não pode afirmar que os valores pagos à Transpetro correspondem à integralidade dos valores referentes ao O&M dos citados Contratos, o que carece de verificação junto à NTS e à TAG ou à própria Transpetro, conforme o caso". Essa ressalva é relevante: os dados da aba "O&M e G&A Malhas SE (PBR)" refletem os registros de pagamentos da Petrobras ao SAP, que podem não capturar a totalidade dos custos de O&M eventualmente incorridos pela Transpetro no período — o que confere aos valores do período 2008–2016 um caráter de valor de referência, e não necessariamente de mensuração exaustiva dos custos operacionais reais da malha. Por fim, a Petrobras informou que levantou informações sobre contratos de serviço de compressão referentes à Malha SE e os encaminhou diretamente à NTS (Carta DPBR-2026-25572), estando essas informações disponíveis à ANP mediante solicitação à transportadora.

### 9.2. Período 2008–2016: Dados Históricos da Petrobras

Para o período de 2008 a 2016, foram utilizados os valores informados pela Petrobras em resposta ao Ofício nº 25/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ-e (SEI 5839039), correspondentes aos pagamentos registrados em seu sistema corporativo SAP em favor da Transpetro no âmbito do Contrato Malha SE. A própria Petrobras informou que o SAP foi implementado em fevereiro de 2008, razão pela qual não dispõe de informações consolidadas anteriores a esse período.

Esses dados foram prestados de forma agregada, como um único montante anual de valor líquido sem impostos por exercício, sem abertura por subcategoria. Por essa razão, nesta nota técnica eles são tratados como a base documental disponível para o período de 2008 a 2016, e não como uma decomposição completa dos custos e despesas operacionais da transportadora. A ressalva apresentada pela Petrobras — de que não poderia afirmar que os pagamentos à Transpetro correspondiam à integralidade do O&M dos contratos — fundamenta o ajuste de compatibilização descrito na Seção 9.4. A Tabela 25 apresenta os valores informados pela Petrobras:

#### Tabela 25 — Pagamentos da Petrobras à Transpetro para o Contrato Malha SE (2008–2016)

Ano	Valor líquido sem impostos (R\$ mil)
2008	164.249,72
2009	116.122,01
2010	89.544,17
2011	85.872,35
2012	75.573,06
2013	82.082,80
2014	83.157,81
2015	85.132,10
2016	75.884,19
<b>2008–2016</b>	<b>857.618,21</b>

Fonte: aba "O&M e G&A Malhas SE (PBR)" — campo "Valor líquido sem impostos / Contrato Malha SE". Valores em R\$ mil, moeda corrente do exercício.

A Tabela 25 é utilizada exclusivamente como insumo histórico para o cálculo da série estimada. Uma vez que as informações prestadas pela Petrobras não incluem abertura por rubrica, memória operacional ou elementos suficientes para explicar a dinâmica dos pagamentos em cada exercício, não é possível fazer qualquer avaliação da variação anual desta rubrica no período informado.

### 9.3. Período 2017–2025: Dados Declarados pela NTS

#### 9.3.1. Fonte e Critério de Alocação

Para o período de 2017 a 2025, os custos de O&M e G&A são os valores declarados pela Nova Transportadora do Sudeste — NTS em resposta ao Ofício nº 4/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ (SEI 5629381), Item 6.V. Os dados foram prestados em valores nominais, em moeda corrente do ano, já alocados ao Contrato Malhas SE, e estão registrados na aba "O&M e G&A Malhas SE (NTS)" da planilha-modelo.

Para a alocação dos custos totais da NTS ao Contrato Malhas SE, a empresa adotou o critério de rateio por quilômetro de rede. Segundo a nota explicativa apresentada pela transportadora, a extensão dos ativos que compõem o Contrato Malhas SE equivale a 62% da extensão total do sistema de gasodutos da NTS. Os valores registrados na planilha-modelo resultam, portanto, da aplicação desse percentual às categorias de custos e despesas informadas pela empresa.

#### 9.3.2. Abertura por Subcategoria

A aba "O&M e G&A Malhas SE (NTS)" detalha os custos em duas categorias principais. O O&M inclui custo de operação e manutenção, pessoal operacional, seguros, taxas e licenciamentos ambientais, serviços de terceiros, direito de passagem e outros custos operacionais. As G&A incluem pessoal administrativo, serviços de terceiros e outras despesas gerais e administrativas. A Tabela 26 apresenta a abertura anual disponível para 2017 a 2024; o valor de 2025 é utilizado na consolidação da série anual, conforme a mesma metodologia de alocação indicada pela NTS na planilha-modelo.

Tabela 26 — Opex NTS: Detalhamento O&M e G&A por Ano (2017–2024, R\$ mil)

Subcat.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>O&amp;M — Op. e Manut.</b>								
Operação e manut.	136.674	145.410	159.732	164.067	126.635	30.620	38.058	40.018
Pessoal operac.	9.089	7.516	6.659	19.139	30.605	37.674	38.899	42.500
Seguros, taxas e licenc.	7.677	9.222	8.910	9.570	11.784	14.449	17.975	16.958

Subcat.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Serviços terc. (O&M)	13.377	15.423	15.341	21.643	30.673	29.847	31.978	30.939
Direito de passagem	23.938	32.603	34.215	37.358	55.216	84.227	85.911	81.004
Outros (O&M)	7.891	9.528	13.507	8.314	22.758	32.148	44.700	40.431
<b>Subtotal O&amp;M</b>	<b>(198.645)</b>	<b>(219.702)</b>	<b>(238.365)</b>	<b>(260.090)</b>	<b>(277.670)</b>	<b>(228.964)</b>	<b>(257.521)</b>	<b>(251.851)</b>
<b>G&amp;A — Despesas Adm.</b>								
Pessoal adm.	23.238	16.742	13.822	17.171	18.662	24.665	28.490	30.373
Serviços terc. (G&A)	3.784	3.257	4.223	8.091	8.061	9.016	10.431	9.058
Outras desp. G&A	13.387	9.652	15.799	18.903	27.209	36.576	34.320	38.036
<b>Subtotal G&amp;A</b>	<b>(40.410)</b>	<b>(29.652)</b>	<b>(33.845)</b>	<b>(44.165)</b>	<b>(53.933)</b>	<b>(70.257)</b>	<b>(73.241)</b>	<b>(77.466)</b>
<b>TOTAL Opex (O&amp;M + G&amp;A)</b>	<b>(239.055)</b>	<b>(249.353)</b>	<b>(272.210)</b>	<b>(304.256)</b>	<b>(331.603)</b>	<b>(299.221)</b>	<b>(330.763)</b>	<b>(329.317)</b>

Fonte: aba "O&M e G&A Malhas SE (NTS)" — Resposta ao Ofício nº 4/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, Item 6.V. Valores em R\$ mil, moeda corrente do exercício. Os valores de O&M e G&A estão alocados ao Contrato Malhas SE pelo critério de rateio por km (62% da extensão total da NTS). Valores entre parênteses representam saída de caixa.

#### 9.4. Ajuste dos Dados Históricos da Petrobras e Estimativa do Período 2006–2007

##### 9.4.1. Necessidade de Ajuste — Compatibilização de Escopo

Os valores fornecidos pela Petrobras para 2008–2016 refletem pagamentos à Transpetro registrados no SAP durante o período do Consórcio Malhas. Essa base foi constituída em uma estrutura verticalizada, na qual a Transpetro atuava como operadora física e a Petrobras era, simultaneamente, carregadora e controladora do grupo econômico das transportadoras. A partir de 2017, após a reestruturação societária e a mudança de controle da NTS, a base declarada pela transportadora passa a refletir o escopo de uma empresa desverticalizada, com custos e despesas reconhecidos diretamente ou por meio de contratos próprios.

A comparação direta entre as duas bases exigiria, portanto, a compatibilização de escopo. O ajuste aplicado ao período 2008–2016 não pretende reconstruir, rubrica a rubrica, os custos efetivamente incorridos em cada ano do Consórcio Malhas. Seu objetivo é produzir uma série homogênea para o modelo RCM, incorporando às bases históricas as categorias que aparecem de forma explícita no período pós-desverticalização e que não estão individualizadas nos pagamentos da Petrobras para a Transpetro.

Para esse fim, foram consideradas duas categorias: Despesas Gerais e Administrativas (G&A) e Direito de Passagem. A primeira reflete a estrutura administrativa própria de uma transportadora independente; a segunda reflete uma rubrica operacional explicitamente declarada pela NTS na abertura de O&M. A inclusão dessas categorias decorre da mudança de regime societário-operacional e da ressalva da Petrobras sobre a não integralidade dos pagamentos registrados, sem atribuição de causas às variações anuais da base histórica.

##### 9.4.2. Período de Referência e Cálculo do Multiplicador

As proporções de G&A e Direito de Passagem foram calculadas com base nos totais acumulados do período 2017–2021. Esse intervalo foi adotado por conter dados completos da NTS após a desverticalização e por anteceder a

recomposição de composição observada nos dados declarados a partir de 2022. Essa escolha é usada apenas como critério metodológico de estimação, sem inferir as causas das alterações de composição verificadas na série.

No período de referência, o Opex total alocado ao Contrato Malhas SE soma R\$ 1.396.476 mil. As Despesas Gerais e Administrativas somam R\$ 202.004 mil, equivalentes a 14,47% do Opex total, e o Direito de Passagem soma R\$ 183.329 mil, equivalentes a 13,13%. A participação conjunta das categorias incorporadas é, portanto,  $p = 27,59\%$ .

$$\text{Opex Ajustado} = \text{Opex Base} \times 1 / (1 - 0,2759) = \text{Opex Base} \times 1,3811$$

O multiplicador 1,3811 representa um ajuste incremental de 38,11% sobre os valores PBR de 2008 a 2016. Como não há informações anuais que permitam distribuir esse complemento por rubrica no período do Consórcio, o ajuste foi aplicado de forma uniforme, preservando a própria base anual informada pela Petrobras e apenas compatibilizando seu escopo com o período posterior à desverticalização (Tabela 27).

**Tabela 27 — Ajuste dos Dados PBR por G&A e Direito de Passagem — Período de Referência 2008–2016 (R\$ mil, nominais)**

Ano	Opex Base PBR (R\$ mil)	Ajuste (R\$ mil)	Opex Ajustado (R\$ mil)	Ajuste / Base	Componentes adicionados
2008	(164.249,72)	(62.593,35)	<b>(226.843,07)</b>	38,11%	G&A + Dir. Passagem
2009	(116.122,01)	(44.252,53)	<b>(160.374,54)</b>	38,11%	G&A + Dir. Passagem
2010	(89.544,17)	(34.124,07)	<b>(123.668,24)</b>	38,11%	G&A + Dir. Passagem
2011	(85.872,35)	(32.724,79)	<b>(118.597,14)</b>	38,11%	G&A + Dir. Passagem
2012	(75.573,06)	(28.799,87)	<b>(104.372,93)</b>	38,11%	G&A + Dir. Passagem
2013	(82.082,80)	(31.280,64)	<b>(113.363,44)</b>	38,11%	G&A + Dir. Passagem
2014	(83.157,81)	(31.690,32)	<b>(114.848,13)</b>	38,11%	G&A + Dir. Passagem
2015	(85.132,10)	(32.442,69)	<b>(117.574,79)</b>	38,11%	G&A + Dir. Passagem
2016	(75.884,19)	(28.918,44)	<b>(104.802,63)</b>	38,11%	G&A + Dir. Passagem
<b>TOTAL</b>	<b>(857.618,21)</b>	<b>(326.826,69)</b>	<b>(1.184.444,90)</b>	<b>+38,11%</b>	

Nota: Multiplicador =  $1 / (1 - 0,2759) = 1,3811$ . Proporções calculadas sobre os totais acumulados de 2017–2021: G&A = 14,47%; Direito de Passagem = 13,13%; participação conjunta  $p = 27,59\%$ . Fonte: aba "O&M e G&A Malhas SE (NTS)" da planilha-modelo.

#### 9.4.3. Estimativa 2006–2007 a partir do Custo Unitário Ajustado de 2008

Como a Petrobras informou não dispor de dados consolidados anteriores à implementação do SAP, a estimativa de 2006 e 2007 foi obtida a partir do custo unitário por quilômetro calculado com o Opex ajustado de 2008. Com o valor ajustado de R\$ 226.843,07 mil e a extensão de 1.445,1 km em 2008, o custo unitário de referência é:

$$\text{CU 2008 ajustado} = 226.843,07 \text{ R\$ mil} \div 1.445,1 \text{ km} = 156,97 \text{ R\$ mil/km}$$

Aplicado à extensão de 989,1 km vigente em 2006 e 2007, antes da incorporação do GASCAR, o valor estimado para cada exercício é:

**Opex 2006 = Opex 2007 = 156,97 R\$ mil/km × 989,1 km = 155.262,94 R\$ mil**

O valor estimado de R\$ 155.262,94 mil já incorpora, por construção, o ajuste de escopo calculado para G&A e Direito de Passagem. A utilização do custo nominal de 2008, sem deflação retroativa, foi mantida como premissa simples e auditável para preencher a lacuna informacional dos dois primeiros exercícios.

#### 9.4.4. Síntese e Conclusão: Série Estimada de Opex e Validação das Premissas (2006–2025)

A série consolidada de Opex cobre todo o horizonte 2006–2025 (Tabela 28) e foi construída a partir de três blocos metodológicos: (i) estimativa paramétrica para 2006 e 2007, baseada no custo unitário ajustado de 2008; (ii) dados históricos da Petrobras para 2008–2016, ajustados pelo multiplicador 1,3811 para compatibilização de escopo; e (iii) dados declarados pela NTS para 2017–2025, alocados ao Contrato Malhas SE pelo critério de **62%** da extensão total da rede.

**Tabela 28 — Série Anual Estimada de Opex por Fonte e Tratamento (R\$ mil, nominais)**

Ano	Opex (R\$ mil)	Fonte	Tratamento aplicado
2006	(155.262,94)	Estimativa — custo unitário ajustado de 2008	CU ajustado × 989,1 km
2007	(155.262,94)	Estimativa — custo unitário ajustado de 2008	CU ajustado × 989,1 km
2008	(226.843,07)	Dado histórico PBR — pagamentos à Transpetro	Opex Base × 1,3811
2009	(160.374,54)	Dado histórico PBR — pagamentos à Transpetro	Opex Base × 1,3811
2010	(123.668,25)	Dado histórico PBR — pagamentos à Transpetro	Opex Base × 1,3811
2011	(118.597,14)	Dado histórico PBR — pagamentos à Transpetro	Opex Base × 1,3811
2012	(104.372,93)	Dado histórico PBR — pagamentos à Transpetro	Opex Base × 1,3811
2013	(113.363,44)	Dado histórico PBR — pagamentos à Transpetro	Opex Base × 1,3811
2014	(114.848,13)	Dado histórico PBR — pagamentos à Transpetro	Opex Base × 1,3811
2015	(117.574,79)	Dado histórico PBR — pagamentos à Transpetro	Opex Base × 1,3811
2016	(104.802,62)	Dado histórico PBR — pagamentos à Transpetro	Opex Base × 1,3811
2017	(239.054,64)	Dado declarado NTS — Ofício nº 4/2026/SIM	Rateio 62% por km de rede
2018	(249.353,46)	Dado declarado NTS — Ofício nº 4/2026/SIM	Rateio 62% por km de rede
2019	(272.209,76)	Dado declarado NTS — Ofício nº 4/2026/SIM	Rateio 62% por km de rede
2020	(304.255,51)	Dado declarado NTS — Ofício nº 4/2026/SIM	Rateio 62% por km de rede
2021	(331.603,08)	Dado declarado NTS — Ofício nº 4/2026/SIM	Rateio 62% por km de rede
2022	(299.221,30)	Dado declarado NTS — Ofício nº 4/2026/SIM	Rateio 62% por km de rede

Ano	Opex (R\$ mil)	Fonte	Tratamento aplicado
2023	(330.762,62)	Dado declarado NTS — Ofício nº 4/2026/SIM	Rateio 62% por km de rede
2024	(329.317,31)	Dado declarado NTS — Ofício nº 4/2026/SIM	Rateio 62% por km de rede
2025	(340.626,00)	Dado declarado NTS — Ofício nº 4/2026/SIM	Rateio 62% por km de rede
<b>2006–2025</b>	<b>(4.191.374,47)</b>		

Fonte: planilha-modelo, abas "O&M e G&A Malhas SE (PBR)" e "O&M e G&A Malhas SE (NTS)". Para 2008–2016, os valores PBR foram multiplicados por 1,3811; para 2006–2007, foi aplicado o custo unitário ajustado de 2008 à extensão de 989,1 km; para 2017–2025, foram utilizados os valores declarados pela NTS.

A principal mudança metodológica em relação à base bruta está na transição entre o período do Consórcio Malhas e o período posterior à mudança de controle da NTS. Antes da desverticalização, os registros disponíveis refletem pagamentos ao operador físico Transpetro em uma estrutura de grupo econômico; depois da reestruturação, os dados passam a refletir uma transportadora societariamente separada, com estrutura própria de O&M e G&A e alocação explícita por contrato. O ajuste de escopo é, portanto, necessário para que os anos 2008–2016 sejam comparáveis aos dados de 2017–2025.

A coerência das estimativas foi avaliada por comparação agregada entre os períodos 2006–2016 e 2017–2025, tomando-se o Opex como proporção da Receita Líquida (Tabela 29). Essa comparação não tem por finalidade explicar variações anuais de custos ou receitas, mas apenas verificar se as premissas de preenchimento de lacunas e de compatibilização de escopo produzem uma série de magnitude compatível entre os dois regimes institucionais.

**Tabela 29 — Opex Ajustado/Declarado como Proporção da Receita Líquida (2006–2025)**

Ano	Receita Líquida (R\$ mil)	Opex Ajustado/Declarado (R\$ mil)	Opex / Receita	Período	Regime
2006	453.020,76	(155.262,94)	<b>34,3%</b>	2006–2016	Estimado/Ajustado
2007	456.786,50	(155.262,94)	<b>34,0%</b>	2006–2016	Estimado/Ajustado
2008	564.795,89	(226.843,07)	<b>40,2%</b>	2006–2016	PBR Ajustado
2009	680.040,05	(160.374,54)	<b>23,6%</b>	2006–2016	PBR Ajustado
2010	686.354,05	(123.668,25)	<b>18,0%</b>	2006–2016	PBR Ajustado
2011	770.023,25	(118.597,14)	<b>15,4%</b>	2006–2016	PBR Ajustado
2012	825.399,14	(104.372,93)	<b>12,6%</b>	2006–2016	PBR Ajustado
2013	889.930,87	(113.363,44)	<b>12,7%</b>	2006–2016	PBR Ajustado
2014	938.971,49	(114.848,13)	<b>12,2%</b>	2006–2016	PBR Ajustado
2015	973.579,68	(117.574,79)	<b>12,1%</b>	2006–2016	PBR Ajustado
2016	1.093.396,55	(104.802,62)	<b>9,6%</b>	2006–2016	PBR Ajustado
2017	1.171.824,88	(239.054,64)	<b>20,4%</b>	2017–2025	NTS Declarado
2018	1.165.720,37	(249.353,46)	<b>21,4%</b>	2017–2025	NTS Declarado
2019	1.253.579,24	(272.209,76)	<b>21,7%</b>	2017–2025	NTS Declarado
2020	1.345.139,80	(304.255,51)	<b>22,6%</b>	2017–2025	NTS Declarado
2021	1.656.382,97	(331.603,08)	<b>20,0%</b>	2017–2025	NTS Declarado
2022	1.950.941,07	(299.221,30)	<b>15,3%</b>	2017–2025	NTS Declarado
2023	2.063.859,95	(330.762,62)	<b>16,0%</b>	2017–2025	NTS Declarado
2024	1.998.206,53	(329.317,31)	<b>16,5%</b>	2017–2025	NTS Declarado
2025	1.932.553,12	(340.626,00)	<b>17,6%</b>	2017–2025	NTS Declarado
Razão agregada 2006–2016	<b>8.332.298,24</b>	<b>(1.494.970,79)</b>	<b>17,9%</b>	<b>Período I</b>	<b>Opex / Receita</b>
Razão agregada	14.538.207,95	(2.696.403,68)	18,5%	<b>Período II</b>	<b>Opex / Receita</b>

Ano	Receita Líquida (R\$ mil)	Opex Ajustado/ Declarado (R\$ mil)	Opex / Receita	Período	Regime
2017–2025					
Razão agregada 2006–2025	22.870.506,19	(4.191.374,47)	18,3%	<b>Total</b>	<b>Opex / Receita</b>

*Nota: Opex ajustado do período 2006–2016 = valores PBR  $\times$  1,3811, exceto 2006–2007, estimados por custo unitário ajustado de 2008. Receita Líquida conforme aba "Receita Malha SE" da planilha-modelo. Razão agregada = Opex total do período / Receita Líquida total do período.*

A comparação agregada indica que, após o ajuste, o Opex representa 17,9% da Receita Líquida no período 2006–2016 e 18,5% no período 2017–2025. A proximidade entre as duas razões dá suporte à coerência das premissas utilizadas: a série estimada para o período anterior à desverticalização não fica subdimensionada em relação ao período posterior, nem introduz uma ruptura artificial decorrente da diferença de escopo entre as bases PBR e NTS.

Assim, a série final de Opex de 2006 a 2025, no total de R\$ 4.191.374,47 mil, é considerada adequada para uso no modelo RCM. A atestação de razoabilidade decorre da origem documental dos dados disponíveis, da explicitação das lacunas informacionais, do ajuste de escopo associado à mudança de controle societário e à desverticalização da transportadora, e da validação agregada das estimativas frente aos dados declarados para 2017–2025.

## 10. APLICAÇÃO DAS PREMISSAS NOMINAIS

O modelo de cálculo da Receita de Capital (RCM) articula uma base de ativos expressa em valores de referência em dólares norte-americanos (US\$) com fluxos históricos realizados em reais nominais. O CRN e o VRD, utilizado para a estimação da Base Regulatória de Ativos (BRA) dos ativos operacionais antes da vigência do Contrato Malhas Sudeste, são inicialmente apurados em US\$ da data-base. A taxa regulatória de retorno, embora estimada a partir de parâmetros de mercado usualmente observados em mercados denominados em US\$, para então ser deflacionada utilizando a expectativa de inflação norte-americana. Já os fluxos contratuais e fiscais efetivos — Receita Líquida, Opex e IRPJ/CSLL — são apurados em R\$ correntes de cada exercício; e o Retorno sobre o Capital é calculado nesse mesmo plano nominal, pela aplicação do WACC nominal em R\$ à BRA convertida para reais no exercício correspondente.

Para compatibilizar esses elementos ao longo do período de 2006 a 2025, são necessárias três premissas nominais: (i) o índice de preços utilizado para converter o WACC em termos reais em termos nominais compatível com fluxos em R\$; (ii) a taxa de câmbio utilizada para converter os saldos de ativos expressos em US\$ para R\$ nos exercícios pertinentes; e (iii) o fator acumulado do índice, utilizado como controle de rastreabilidade da série nominal.

Nesse contexto, o índice de preços não é um detalhe técnico secundário: é uma premissa estrutural que afeta o resultado do RCM em todos os anos do período. Pela fórmula do WACC nominal —  $(1 + \text{WACC real}) \times (1 + \Delta \text{índice}) - 1$  —, a escolha do índice determina diretamente o componente  $\text{WACC} \times \text{BRA}$  e, portanto, a parcela da receita líquida classificada como remuneração do capital em vez de recuperação do principal. Um índice que subestime a correção contratual relevante produziria WACC nominal artificialmente baixo, reduziria o  $\text{WACC} \times \text{BRA}$  e ampliaria o retorno de capital calculado, elevando a conclusão de capital já recuperado. A escolha do índice correto é, assim, simultaneamente uma questão de consistência metodológica com o contrato e de conservadorismo no teste de recuperação, conforme analisado na Seção 7.4.

### 10.1. Índice de Preços: IGP-M como Indexador Contratual e Metodológico

#### 10.1.1. Papel do IGP-M no Contrato de Transporte

O Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), calculado e divulgado mensalmente pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), é o indexador contratual do Segundo Contrato de Transporte de Gás da Malha Sudeste. A Cláusula 11.5 estabelece o reajuste anual da Tarifa Básica pela fórmula  $T_{n+1} = T_n \times (1 + \Delta \text{IGP-M})$ , aplicável a partir de 2008, com atualização anual. Como a Receita Líquida deriva da tarifa contratual reajustada pelo IGP-M e da capacidade contratada, esse índice é o elo nominal entre o fluxo de receitas históricas e a taxa de retorno a ser aplicada no RCM.

Além de ser o indexador tarifário, o IGP-M é o índice mais aderente à lógica contratual de recomposição nominal do serviço de transporte. Sua composição — 60% IPA (preços no atacado, com peso relevante para insumos industriais), 30% IPC e 10% INCC — aproxima-se mais da dinâmica de custos de infraestrutura do que índices exclusivamente ao consumidor. Essa observação não dispensa a análise de sensibilidade com IPCA e Meta de Inflação; ela apenas justifica por que o cenário-base deve usar o índice expressamente previsto no contrato e refletido na receita histórica.

### 1.1.2 IGP-M como Indexador para Conversão do WACC Real em WACC Nominal em R\$

Para que o Retorno sobre o Capital (WACC × BRA) seja calculado em reais nominais e possa ser comparado diretamente com a Receita Líquida contratual — também em reais nominais —, é necessário nominalizar o WACC regulatório real apurado na Seção 4. A planilha-modelo implementa a nominalização em R\$ pela fórmula de Fisher, utilizando o índice selecionado na aba "RCM Nominal (R\$)". No cenário-base, o índice selecionado é o IGP-M, em razão de sua vinculação contratual e de sua simetria com a receita tarifária.

$$\text{WACC nominal (R\$)} = (1 + \text{WACC real}) \times (1 + \Delta \text{IGP-M}) - 1$$

A escolha do IGP-M como indexador nominal é consistente com a estrutura do modelo por duas razões. Primeira: a Receita Líquida utilizada no RCM já incorpora o reajuste pelo IGP-M, de modo que aplicar IPCA ou Meta de Inflação ao WACC criaria uma assimetria entre receita e custo de oportunidade do capital. Segunda: o IGP-M é uma variável contratualmente observável e auditável, reduzindo discricionariedade regulatória. Por isso, IPCA e Meta de Inflação são mantidos como cenários de sensibilidade, não como cenário-base.

### 1.1.3 Comportamento do IGP-M no Período 2006–2025

A Tabela 30 apresenta a variação anual do IGP-M (dez/dez) ao longo do período de análise, juntamente com o fator acumulado de correção monetária, calculado sobre a base de dezembro de 2005 (fator inicial = 1,0000). Apresentam-se também, para referência, as variações do IPCA e da Meta de Inflação do CMN, que são utilizadas apenas como cenários comparativos de sensibilidade.

Tabela 30 — Índices de Preços Anuais e Fator Acumulado IGP-M (2006–2025)

Ano	IGP-M anual	IPCA anual	Meta CMN (inflação)	Fator Acum. IGP-M (base 2005)	WACC nominal (IGP-M) R\$	Observação
2006	3,83%	3,14%	4,50%	1,0383	16,15%	
2007	7,75%	4,46%	4,50%	1,1188	<b>20,31%</b>	
2008	9,81%	5,90%	4,50%	1,2285	<b>22,34%</b>	
2009	<b>-1,72%</b>	4,31%	4,50%	1,2074	8,84%	IGP-M negativo: WACC nominal < real
2010	11,32%	5,91%	4,50%	1,3441	<b>22,06%</b>	
2011	5,10%	6,50%	4,50%	1,4126	14,26%	
2012	7,82%	5,84%	4,50%	1,5231	15,83%	
2013	5,51%	5,91%	4,50%	1,6070	12,75%	
2014	3,69%	6,41%	4,50%	1,6663	11,10%	
2015	10,54%	10,67%	4,50%	1,8419	18,44%	
2016	7,17%	6,29%	4,50%	1,9740	14,83%	

2017	<b>-0,52%</b>	2,95%	4,50%	1,9637	<b>6,59%</b>	
2018	7,54%	3,75%	4,50%	2,1118	15,23%	
2019	7,30%	4,31%	4,25%	2,2660	15,08%	
2020	<b>23,14%</b>	4,52%	4,00%	2,7903	<b>32,07%</b>	IGP-M = 23,14% — impacto tarifário e WACC elevados
2021	<b>17,78%</b>	10,06%	3,75%	3,2864	<b>26,32%</b>	IGP-M = 17,78% — ciclo de alta de preços
2022	5,45%	5,79%	3,50%	3,4655	13,10%	
2023	<b>-3,18%</b>	4,62%	3,25%	3,3553	<b>3,84%</b>	IGP-M negativo: WACC nominal = 3,84%
2024	6,54%	4,83%	3,00%	3,5748	14,26%	
2025	<b>-1,05%</b>	4,26%	3,00%	3,5372	<b>6,12%</b>	IGP-M negativo: -1,05%
<b>Acum. 2006–25</b>	<b>253,72%</b>	<b>192,02%</b>	<b>126,00%</b>	<b>3,5372</b>	<b>—</b>	<b>Fator acum. sobre base dez/2005</b>

Nota: IGP-M anual = variação dezembro/dezembro. Fator acumulado = produto das variações mensais do IGP-M desde dez/2005 até dez do ano corrente. WACC nominal =  $(1+WACC\ real) \times (1+IGP-M) - 1$ , com WACC real conforme apurado na Seção 4 (valores anuais para 2006–2013; 7,15% para 2014–2018; 7,25% para 2019–2025). Fonte: FGV/IBRE (IGP-M), IBGE (IPCA), CMN (Meta), abas 'IGPM' e 'RCM Nominal (R\$)' da planilha-modelo.

O comportamento do IGP-M no período é altamente volátil. Em 2009, 2017, 2023 e 2025, o índice registrou variação negativa, reduzindo o WACC nominal em R\$ relativamente ao WACC real nesses exercícios — efeito esperado quando o indexador contratual apresenta deflação. No sentido oposto, os ciclos de alta de 2020 e 2021 elevaram fortemente o WACC nominal. Essa volatilidade é precisamente a razão para explicitar a série adotada e para apresentar cenários alternativos, sem perder de vista que o cenário-base deve acompanhar o indexador da receita.

## 10.2. WACC Nominal em R\$ (2006–2025)

Com o WACC real por período apurado e o IGP-M anual definido, o WACC nominal em R\$ é calculado exercício a exercício pela fórmula de Fisher. A Tabela 31 detalha o cálculo para todos os anos do período, explicitando os três componentes: WACC real,  $\Delta$  IGP-M e WACC nominal resultante. Na planilha-modelo, a fórmula é aplicada na aba "RCM Nominal (R\$)" a partir do seletor de índice de preços e do WACC regulatório real anual.

**Tabela 31 — Cálculo do WACC Nominal em R\$ (2006–2025)**

Ano	WACC real (adimensional)	$\Delta$ IGP-M	WACC Nominal (R\$)
2006	11,87%	3,83%	<b>16,15%</b>
2007	11,66%	7,75%	<b>20,31%</b>
2008	11,41%	9,81%	<b>22,34%</b>
2009	10,74%	-1,72%	<b>8,84%</b>
2010	9,65%	11,32%	<b>22,06%</b>
2011	8,72%	5,10%	<b>14,26%</b>
2012	7,43%	7,82%	<b>15,83%</b>

2013	6,86%	5,51%	<b>12,75%</b>
2014	7,15%	3,69%	<b>11,10%</b>
2015	7,15%	10,54%	<b>18,44%</b>
2016	7,15%	7,17%	<b>14,83%</b>
2017	7,15%	-0,52%	<b>6,59%</b>
2018	7,15%	7,54%	<b>15,23%</b>
2019	7,25%	7,30%	<b>15,08%</b>
2020	7,25%	23,14%	<b>32,07%</b>
2021	7,25%	17,78%	<b>26,32%</b>
2022	7,25%	5,45%	<b>13,10%</b>
2023	7,25%	-3,18%	<b>3,84%</b>
2024	7,25%	6,54%	<b>14,26%</b>
2025	7,25%	-1,05%	<b>6,12%</b>

Fonte: Seção 4 desta NT (WACC real) e aba 'RCM Nominal (R\$)' da planilha-modelo.

A amplitude do WACC nominal resultante — de 3,84% em 2023 a 32,07% em 2020 — reflete diretamente a volatilidade do IGP-M no período. Essa variação tem impacto material sobre o componente Retorno sobre o Capital (WACC × BRA), que multiplica o WACC nominal pelo saldo inicial da BRA de cada exercício. A própria lógica do RCM exige esse acoplamento: se a receita histórica foi reajustada pelo IGP-M, o custo de oportunidade do capital no plano nominal deve ser convertido pelo mesmo índice no cenário-base.

### 10.3. Justificativa do IGP-M como Cenário Mais Conservador

A aba "RCM Nominal (R\$)" da planilha-modelo permite avaliar como diferentes índices de preços afetam a nominalização do WACC regulatório real e, por consequência, o componente de remuneração do capital no RCM. Os cenários com IGP-M, IPCA e Meta de Inflação (CMN) devem ser lidos como exercícios de sensibilidade metodológica: todos preservam a mesma taxa regulatória real, mas aplicam índices distintos para convertê-la em taxa nominal compatível com fluxos em reais correntes.

A mecânica econômica é direta. O WACC regulatório real, por ser uma taxa real adimensional, precisa ser convertido em WACC nominal antes de ser aplicado à BRA expressa em reais nominais. Essa conversão é feita pela relação de Fisher:

$$\text{WACC nominal}(t) = [1 + \text{WACC real}(t)] \times [1 + \text{inflação}(t)] - 1$$

Com tudo mais constante, quanto maior o índice de preços utilizado no exercício, maior será o WACC nominal resultante. Como o Retorno sobre o Capital é calculado pela multiplicação entre o WACC nominal e a BRA do exercício, a escolha do indexador altera diretamente a parcela da receita atribuída à remuneração do capital:

$$\text{Retorno sobre o Capital}(t) = \text{WACC nominal}(t) \times \text{BRA}(t)$$

Por consequência, um WACC nominal mais elevado aumenta o valor reconhecido como remuneração do capital investido e reduz, por resíduo, a parcela da Receita Líquida tratada como recuperação do principal. O inverso também é verdadeiro: um WACC nominal mais baixo reduz a remuneração regulatória imputada ao capital e aumenta o Retorno de Capital recuperado no exercício.

Sob essa ótica, os três indexadores produzem graus distintos de conservadorismo no teste de recuperação de capital. O conservadorismo, aqui, deve ser entendido como a cautela em não superestimar a parcela do investimento já

recuperada: quanto maior o WACC nominal imputado, menor o retorno de capital calculado como resíduo e, portanto, mais conservadora é a apuração da recuperação do principal. A Tabela 32 resume os efeitos de diferentes índices de preços sobre o WACC nominal e o retorno de capital recuperado.

**Tabela 32 — Efeito metodológico dos indexadores sobre o WACC nominal e o Retorno de Capital**

Índice de preços	Efeito sobre o WACC nominal	Efeito sobre o Retorno de Capital recuperado	Grau de conservadorismo
IGP-M	Maior nominalização, quando comparado aos demais cenários de sensibilidade	Menor parcela residual da receita classificada como recuperação do principal	Mais conservador
IPCA	Nominalização intermediária	Parcela residual intermediária de recuperação do principal	Intermediário
Meta de Inflação (CMN)	Menor nominalização, por utilizar referência normativa de inflação	Maior parcela residual da receita classificada como recuperação do principal	Menos conservador

O IGP-M é, portanto, o cenário mais conservador no âmbito dessa sensibilidade, pois tende a imputar maior remuneração regulatória ao capital e a reduzir a recuperação de principal apurada por resíduo. O IPCA representa um cenário intermediário, por refletir inflação efetiva ampla da economia brasileira, usualmente menos volátil que o IGP-M. A Meta de Inflação constitui o cenário menos conservador, pois se baseia em uma referência normativa da política monetária e não necessariamente na inflação efetivamente observada nos fluxos contratuais.

Essa classificação não antecipa nem substitui o resultado do RCM. Ela apenas explicita a direção do efeito produzido pela escolha do indexador: quanto maior o índice utilizado para nominalizar o WACC real, maior o WACC nominal e menor a recuperação de capital calculada como resíduo; quanto menor o índice, menor o WACC nominal e maior a recuperação de capital apurada. A comparação entre IGP-M, IPCA e Meta de Inflação, portanto, tem função de transparência e de sensibilidade sobre o grau de conservadorismo incorporado à premissa de nominalização.

#### 10.4. Taxa de Câmbio R\$/US\$ (2006–2025)

A taxa de câmbio nominal R\$/US\$ é utilizada no modelo apenas nas conversões de itens originalmente denominados em dólares — especialmente os ativos avaliados por CRN/VRD na data-base de 31/12/2005 e eventuais valores de investimento expressos em moeda estrangeira. As adições de CAPEX extraídas do imobilizado em R\$ permanecem registradas em reais históricos, sem conversão cambial adicional. A fonte utilizada é a taxa PTAX de compra, apurada pelo Banco Central do Brasil e registrada na aba "Taxa de Câmbio" da planilha-modelo. Para os anos de 2006 a 2025, a Tabela 33 apresenta a média anual das observações diárias.

**Tabela 33 — Taxa de Câmbio Média Anual (R\$/US\$) e Variação (2006–2025)**

Ano	Câmbio (R\$/US\$)	Var. a/a	Ano	Câmbio (R\$/US\$)	Var. a/a	Observação
2006	2,1753	—	2016	3,4895	4,76%	
2007	1,9471	-10,49%	2017	3,1914	-8,54%	
2008	1,8338	-5,82%	2018	3,6536	14,48%	
2009	1,9968	8,89%	2019	3,9445	7,96%	
2010	1,7594	-11,89%	2020	5,1552	30,69%	salto cambial em 2020
2011	1,6742	-4,84%	2021	5,3944	4,64%	

2012	1,9540	16,71%	2022	5,1642	-4,27%	
2013	2,1570	10,39%	2023	4,9944	-3,29%	
2014	2,3529	9,08%	2024	5,3889	7,90%	
2015	3,3309	41,57%	2025	5,5873	3,68%	

Nota: Taxa PTAX de compra, média das observações diárias do ano. Fonte: Banco Central do Brasil (BCB), aba 'Taxa de Câmbio' da planilha-modelo. A cotação de 2005, utilizada para a base inicial em 31/12/2005, está registrada na planilha, embora a Tabela 24 apresente apenas o período de análise 2006–2025.

A taxa de câmbio é uma premissa pontual de conversão, não um mecanismo de reavaliação anual da BRA. Uma vez convertido ou registrado o valor de entrada do ativo, os exercícios subsequentes não atualizam esse item por variações cambiais. A atualização econômica ocorre no próprio *roll-forward* nominal do RCM e no componente WACC nominal, não por remensuração cambial anual. Assim, a depreciação cambial observada entre 2006 e 2025 afeta diretamente apenas ativos ativados ou mensurados em moeda estrangeira em cada ano específico, e não reprecifica retroativamente

## 11. VALOR RESIDUAL DA BASE REGULATÓRIA DE ATIVOS

A Base Regulatória de Ativos (BRA), também referida como *capital base* ou *recovered capital value* na terminologia australiana, é o saldo do capital ainda não recuperado pelo transportador em cada exercício do período de análise. É sobre esse saldo que incide o custo de capital regulatório (WACC), gerando o componente de Retorno sobre o Capital que é deduzido da receita para apurar o Retorno Total de Capital de cada exercício. A BRA é, portanto, a variável central que conecta todas as seções anteriores desta Nota Técnica: a base de ativos inicial apurada pelo Custo de Reposição Novo (Seção 4) e Valor de Reposição Depreciado (Seção 5), a receita líquida (Seção 6), a taxa de retorno (Seção 7), os tributos (Seção 8), os custos operacionais - Opex (Seção 9) e as premissas nominais (Seção 10).

### 11.1. Fórmula e Mecânica da BRA

A BRA é calculada por uma recursão anual em dois níveis hierárquicos. No **primeiro nível**, a variação da BRA em cada exercício corresponde ao Retorno Total de Capital daquele ano, definido como o resíduo da receita após cobrir todos os custos:

$$\text{Retorno Total}(t) = \text{Receita}(t) - \text{Opex}(t) - \text{IRPJ/CSLL}(t) - \text{WACC} \times \text{BRA}(t-1)$$

No **segundo nível**, a BRA ao final de cada exercício é calculada incorporando as adições de capital (CRN e CAPEX pós-2006), as alienações e a variação apurada no primeiro nível:

$$\text{BRA\_fim}(t) = \text{BRA\_ini}(t) + \text{CRN}(t) + \text{Adições}(t) + \text{Baixas}(t) - \text{Retorno Total}(t)$$

onde  $\text{BRA\_ini}(t) = \text{BRA\_fim}(t-1)$  em todos os exercícios exceto 2006, em que a BRA de abertura é o somatório dos ativos existentes em 31/12/2005 (R\$ 1.321.737,30 mil). Nos exercícios de 2007 a 2017, os valores de aquisição do GASCAR e dos Ramais 16" e 20" declarados pela NTS na aba "BRA CHCI (Ativo por Ativo)" são incorporados progressivamente à BRA.

A operação da recursão produz um efeito de memória: exercícios com WACC nominal elevado — como 2020 (32,07%) e 2021 (26,32%) — geram um Retorno sobre o Capital proporcionalmente maior, que consome fração expressiva da receita, reduz o Retorno Total de Capital e retarda o decréscimo do saldo da BRA. Inversamente, em exercícios com WACC nominal reduzido — como 2009 (8,83%) e 2023 (3,84%) — o Retorno sobre o Capital é menor, liberando parcela maior da receita para o Retorno Total e acelerando a amortização da BRA.

### 11.2. BRA de Abertura (2006) e Aportes do Período 2006-2017 ao Valor de Aquisição

A BRA de abertura em 1º de janeiro de 2006 é de R\$ 1.321.737,30 mil. Esse valor é composto por dois grupos de ativos com fontes distintas na planilha-modelo revisada, refletindo a disponibilidade diferenciada de informações históricas para cada gasoduto.

O primeiro grupo corresponde aos gasodutos GASVOL, GASPAL, GASAN, GASBEL e GASDUC II, cujos valores foram estimados pelo método do Valor de reposição depreciado descrito nos nas Seções 4 e 5. O custo unitário de referência foi derivado de projetos históricos comparáveis e aplicado às características físicas de cada gasoduto, com o resultado convertido para reais pela PTAX e ajustado pelo fator de depreciação Ross-Heidecke em função da idade e do estado de conservação de cada ativo. Os valores assim obtidos são: GASVOL R\$ 82.904,67 mil, GASPAL R\$ 355.069,37 mil, GASAN R\$ 37.543,89 mil, GASBEL R\$ 484.628,70 mil e GASDUC II R\$ 309.001,70 mil, totalizando R\$ 1.269.148,32 mil para os ativos estimados por custo de reposição (CRN).

O segundo grupo compreende o Ramal 16", o Ramal 20" e o GASCAR. Diferentemente dos ativos do primeiro grupo, esses gasodutos não foram valorados por custo de reposição nem por estimativa paramétrica. Seus valores foram obtidos diretamente da aba "BRA CHCI (Ativo por Ativo)" da planilha-modelo, que consolida o detalhamento contábil ativo a ativo informado pela NTS para o imobilizado associado à Malha Sudeste. Trata-se, portanto, de valores de aquisição ou incorporação ao imobilizado registrados na base contábil da transportadora, e não de valores reconstruídos a partir de benchmarks de custo.

Na abertura de 2006, esse grupo contribui com R\$ 52.588,98 mil, composto por R\$ 14.954,36 mil do Ramal 16" e R\$ 37.634,63 mil do GASCAR. A partir dos exercícios seguintes, a planilha incorpora novos registros contábeis vinculados ao GASCAR, ao Ramal 20" e a eventuais complementos do Ramal 16", sempre no exercício em que constam como aquisição ou incorporação ao imobilizado na base CHCI. Essa temporalidade é relevante: o modelo não antecipa para 2006 todo o valor desses ativos, mas reconhece cada parcela no ano correspondente ao registro de aquisição informado pela NTS.

O GASCAR, em particular, responde pela maior parte dos aportes desse grupo entre 2007 e 2017. As parcelas registradas na Tabela 25 refletem a incorporação progressiva de seus ativos ao imobilizado contábil, conforme informado na aba CHCI, e não a aplicação da metodologia de CRN utilizada para GASVOL, GASPAL, GASAN, GASBEL e GASDUC II. A mesma lógica se aplica ao Ramal 20" e aos complementos dos Ramais: sempre que há valor lançado na coluna de aquisição NTS (CHCI), o montante corresponde ao registro contábil declarado pela NTS para aquele ativo ou componente, preservando a rastreabilidade entre a base regulatória e a base de imobilizado disponibilizada pela transportadora.

A baixa registrada em 2010 corresponde à retirada do GASDUC II da base de capital (R\$ 225.129,81 mil), em razão de sua substituição operacional pelo GASDUC III naquele exercício. Para fins do RCM, a baixa não foi registrada pelo valor integral originalmente estimado para o ativo na abertura da base, nem pelo custo histórico bruto. O procedimento adotado foi reconhecer a saída pelo valor líquido depreciado do GASDUC II no momento de sua retirada da operação, de modo a excluir da BRA apenas a parcela do ativo ainda não consumida economicamente.

Esse valor foi estimado a partir da mesma lógica de depreciação fiscal adotada para os ativos da malha: vida útil de 30 anos, contada do ano de entrada em operação do ativo. No caso do GASDUC II, parte-se do valor de referência convertido para reais e aplica-se o fator de vida útil remanescente observado no último exercício anterior à baixa. Como o ativo entrou em operação em 1996 e foi substituído pelo GASDUC III em 2010, considerou-se o saldo líquido remanescente ao final do período imediatamente anterior à retirada da base. Esse montante representa, portanto, o valor depreciado ainda não consumido do GASDUC II no momento da substituição, e não o valor integral originalmente reconhecido na BRA de abertura.

A Tabela 34 resume os aportes e baixas da BRA segregada por grupo de origem do ativo

**Tabela 34 — Aportes e Baixas da BRA por Grupo de Origem (2006–2025, R\$ mil)**

Ano	CRN Estimado (R\$ mil)	Valor Aquisição NTS (CHCI) (R\$ mil)	Adições ao Imobilizado (R\$ mil)	Baixas (R\$ mil)	Total Ingressos (R\$ mil)	Observação
2006	1.269.148,32	52.588,98	—	—	1.321.737,30	CRN estimado (5 gasodutos) + CHCI NTS (Ramal/GASCAR)

2007	—	618.660,34	—	—	<b>618.660,34</b>	GASCAR — valor aquisição NTS
2008	—	1.128.901,31	—	—	<b>1.128.901,31</b>	GASCAR — maior aporte, valor aquisição NTS
2009	—	20.599,07	—	—	<b>20.599,07</b>	
2010	—	339.921,07	—	(225.129,81)	<b>114.791,26</b>	GASCAR/CHCI NTS; baixa GASDUC II (valor depreciado)
2011	—	98.691,89	—	—	<b>98.691,89</b>	
2012	—	31.327,02	—	—	<b>31.327,02</b>	
2013	—	32.215,13	—	—	<b>32.215,13</b>	
2014	—	7.291,21	—	—	<b>7.291,21</b>	
2015	—	15.223,56	—	—	<b>15.223,56</b>	
2016	—	16.760,52	—	—	<b>16.760,52</b>	
2017	—	9.869,11	20.905,33	—	<b>30.774,44</b>	Último aporte CHCI NTS + início CAPEX pós-aquisição
2018	—	—	5.242,15	—	<b>5.242,15</b>	
2019	—	—	364,63	—	<b>364,63</b>	
2020	—	—	5.332,41	—	<b>5.332,41</b>	
2021	—	—	53.261,51	—	<b>53.261,51</b>	
2022	—	—	17.921,14	—	<b>17.921,14</b>	
2023	—	—	222.169,74	—	<b>222.169,74</b>	Pig Instrumentado R\$ 209 mi
2024	—	—	329.471,70	—	<b>329.471,70</b>	Pig Instrumentado R\$ 322 mi
2025	—	—	83.676,04	—	<b>83.676,04</b>	
<b>TOTAL</b>	<b>1.269.148,32</b>	<b>2.372.049,21</b>	<b>738.344,65</b>	<b>(225.129,81)</b>	<b>4.154.412,38</b>	

Nota: CRN Estimado: valores de GASVOL, GASPAL, GASAN, GASBEL e GASDUC II apurados pela metodologia das nas Seções 4 e 5 (custo unitário × extensão × PTAX × fator Ross-Heidecke). Valor de Aquisição NTS (CHCI): valores contábeis declarados pela NTS na aba 'BRA CHCI (Ativo por Ativo)' para os Ramais 16' e 20' e o GASCAR, anos 2002–2017. Adições ao Imobilizado: gastos de manutenção capitalizáveis (sustaining CAPEX) declarados pela NTS a partir de 2017. Baixa de 2010: valor depreciado do GASDUC II conforme registro da aba 'Depreciação Fiscal' (R\$ 225.130 mil). Fonte: abas 'RCM Nominal (R\$)' e 'BRA CHCI (Ativo por Ativo)' da planilha-modelo.

### 11.3. Adições ao Imobilizado a partir de 2017 (Sustaining CAPEX)

As adições ao imobilizado registradas a partir de 2017 devem ser interpretadas predominantemente como gastos de manutenção capitalizáveis (sustaining CAPEX), realizados após a assunção do controle operacional da Malha Sudeste pela NTS. Esses investimentos não representam, em regra, a formação de uma nova malha ou a expansão estrutural da capacidade contratada; correspondem a dispêndios necessários para preservar a integridade, a confiabilidade, a segurança e a capacidade operacional do sistema existente.

Essa interpretação é coerente com o ciclo de vida dos ativos de transporte. À medida que os gasodutos da Malha Sudeste envelhecem e se tornam mais depreciados, aumenta a frequência de intervenções de integridade, inspeções, substituições de componentes, adequações de pontos de entrega e melhorias de suporte operacional. Parte desses dispêndios é registrada como Opex, quando se refere à operação e manutenção corrente; outra parte é capitalizada como adição ao imobilizado, quando atende aos critérios contábeis de ativação. Em ambos os casos, a função econômica é preservar a capacidade de prestação do serviço da Malha como sistema integrado.

Por essa razão, a Tabela 35 não deve ser lida como um cronograma de expansão da base física, mas como a consolidação dos principais grupos de sustaining CAPEX informados pela NTS para o período 2017–2025. Cada categoria foi ativada no exercício de ingresso e sujeita à mesma vida útil fiscal e regulatória de 30 anos adotada para os demais ativos da Malha (Seção 5.3). A tabela apresenta o total capitalizado por categoria, sua participação relativa no conjunto das adições e os exercícios de ocorrência.

**Tabela 35 — Adições ao Imobilizado a partir de 2017 por Categoria (Sustaining CAPEX, R\$ mil, totais 2017–2025)**

<b>Categoria de Ativo</b>	<b>CAPEX Total (R\$ mil)</b>	<b>Part. (%)</b>	<b>Exercícios de Ativação</b>
Ativos de Suporte	108.235,52	14,7%	2017–2025
Pig Instrumentado	431.588,25	58,5%	2017–2024
Ponto(s) de Saída	51.718,33	7,0%	2018–2025
Outros	37.035,54	5,0%	2022–2024
Classe de Locação	20.654,49	2,8%	2023–2024
Componentes Tubulação	18.456,38	2,5%	2018–2025
Condicionantes Ambientais	17.256,17	2,3%	2017
Overhaul	11.820,57	1,6%	2023–2024
Tubulação–Trecho(s)/Ramal(s)	11.305,10	1,5%	2021–2024
Imóveis/Edificações/Benfeitorias	9.647,43	1,3%	2022–2024
Máquinas e Equip. Operacionais	9.262,93	1,3%	2018–2024
Estação(ões) de Medição/Reg. Pressão	5.514,37	0,7%	2025
Ponto de Interconexão	3.741,40	0,5%	2021–2025
Estação(ões) de Compressão	1.766,17	0,2%	2025
Equip. e Inst. de Comunicação	342,02	0,0%	2024
<b>TOTAL — 15 categorias ativas</b>	<b>738.344,65</b>	<b>100,0%</b>	<b>2017–2025</b>

*Nota: Pig Instrumentado (58,5% do total) refere-se aos programas de inspeção de integridade realizados em 2017, 2022, 2023 e 2024, típicos de ativos maduros que exigem monitoramento periódico e intervenções preventivas para manutenção da segurança operacional. Ativos de Suporte (14,7%) compreendem equipamentos e infraestrutura de apoio necessários à continuidade da operação. Ponto(s) de Saída (7,0%), Componentes de Tubulação, Overhaul, Tubulação–Trecho(s)/Ramal(s) e demais categorias refletem adequações, substituições, recomposições ou modernizações destinadas a preservar a funcionalidade da Malha Sudeste ao longo do tempo. Fonte: aba 'Depreciação Fiscal' e 'RCM Nominal (R\$)' da planilha-modelo.*

#### 11.4. Evolução Anual da BRA (2006–2025)

A Tabela 36 apresenta a evolução completa da BRA ao longo do período, do saldo inicial de 2006 ao saldo final de 2025, decomposta em seus componentes: ingressos (CRN e CAPEX), retorno total de capital do exercício (que determina a variação do saldo) e o Retorno sobre o Capital (componente de remuneração incidente sobre o saldo da BRA, deduzido da receita para apurar o Retorno Total de Capital).

**Tabela 36 — Evolução da BRA: Saldos de Abertura, Movimentações e Fechamento (R\$ mil, nominais)**

Ano	BRA Abertura (R\$ mil)	CRN + CAPEX (R\$ mil)	Retorno sobre o Capital (R\$ mil)	Retorno Total de Capital (R\$ mil)	BRA Fechamento (R\$ mil)	WACC Nominal
2006	1.321.737,30	1.321.737,30	(213.551,78)	5.604,48	1.316.132,82	16,16%
2007	1.316.132,82	618.660,34	(267.379,09)	(38.725,95)	1.973.519,11	20,32%
2008	1.973.519,11	1.128.901,31	(440.869,83)	(175.379,17)	3.277.799,60	22,34%
2009	3.277.799,60	20.599,07	(289.527,37)	96.127,12	3.202.271,55	8,83%
2010	3.202.271,55	114.791,26	(706.472,37)	(293.074,64)	3.610.137,45	22,06%
2011	3.610.137,45	98.691,89	(515.157,79)	(42.072,95)	3.750.902,28	14,27%
2012	3.750.902,28	31.327,02	(593.998,81)	(74.622,87)	3.856.852,18	15,84%
2013	3.856.852,18	32.215,13	(491.734,66)	64.663,59	3.824.403,71	12,75%
2014	3.824.403,71	7.291,21	(424.655,48)	163.212,33	3.668.482,60	11,10%
2015	3.668.482,60	15.223,56	(676.600,62)	(67.518,48)	3.751.224,63	18,44%
2016	3.751.224,63	16.760,52	(556.406,21)	138.260,59	3.629.724,56	14,83%
2017	3.629.724,56	30.774,44	(239.301,21)	418.870,73	3.241.628,27	6,59%
2018	3.241.628,27	5.242,15	(493.671,13)	145.995,33	3.100.875,09	15,23%
2019	3.100.875,09	364,63	(467.588,71)	214.983,58	2.886.256,14	15,08%
2020	2.886.256,14	5.332,41	(925.554,52)	(203.642,02)	3.095.230,57	<b>32,07%</b>
2021	3.095.230,57	53.261,51	(814.635,28)	95.251,95	3.053.240,13	<b>26,32%</b>
2022	3.053.240,13	17.921,14	(399.825,61)	726.045,04	2.345.116,23	13,10%
2023	2.345.116,23	222.169,74	(90.039,57)	1.091.585,29	1.475.700,68	<b>3,84%</b>
2024	1.475.700,68	329.471,70	(210.496,16)	932.575,19	872.597,19	14,26%
2025	872.597,19	83.676,04	(53.436,76)	1.039.787,93	(83.514,70)	6,12%
<b>2006–2025</b>	—	4.154.412,38	(8.870.902,96)	4.237.927,08	(83.514,70)	—

Nota: Valores entre parênteses = saída de caixa ou saldo negativo. Retorno sobre o Capital = WACC nominal × BRA de abertura do exercício (componente deduzido da receita). Retorno Total de Capital = Receita – Opex – IRPJ/CSLL – Retorno sobre o Capital. BRA Fechamento = BRA Abertura + CRN + CAPEX + Baixas – Retorno Total. Células em amarelo: BRA acima de R\$ 3,8 bi (pico) ou WACC nominal acima de 25%. Célula em vermelho claro: BRA negativa em 2025 (capital integralmente recuperado + pequeno excedente). Fonte: aba 'RCM Nominal (R\$)' da planilha-modelo.

## 11.5. Análise da Trajetória da BRA

### 11.5.1. Fase de Acumulação (2006–2012): Aportes dos Valores de Aquisição do GASCAR

A BRA apresenta trajetória crescente de 2006 a 2012, partindo de R\$ 1.321.737 mil e atingindo R\$ 3.856.852 mil ao final de 2012 — seu pico histórico ao longo de todo o período. Esse crescimento é inteiramente explicado pelos aportes do GASCAR com base nos valores de aquisição informados pela NTS: o ingresso de R\$ 618.660 mil em 2007 e de R\$ 1.128.901 mil em 2008 mais que dobraram a base de capital em apenas dois exercícios, levando a BRA de R\$ 1,32 bilhão para R\$ 3,28 bilhões ao final de 2008. O elevado WACC nominal de 2007 (20,32%) e 2008 (22,34%) gerou

Retorno sobre o Capital de R\$ 268 e R\$ 441 milhões nesses anos, mas os aportes ao valor de aquisição suplantaram essa demanda de remuneração, resultando em acréscimo líquido da BRA em ambos os exercícios

Em 2009, o IGP-M negativo (-1,72%) produziu um WACC nominal de apenas 8,83%, reduzindo o Retorno sobre o Capital para R\$ 290 milhões — patamar abaixo da parcela liberada pela receita, resultando em Retorno Total positivo de R\$ 96 milhões, que amortizou parte do capital. Nos anos subsequentes (2010–2012), novos aportes do GASCAR e dos Ramais — todos com base nos valores de aquisição contábeis declarados pela NTS — recompuseram o saldo, e o pico de R\$ 3.857 milhões foi atingido ao final de 2012, quando o CAPEX de incorporação estava essencialmente concluído e a base operacional da malha estava estabilizada.

#### 11.5.2. Fase de Amortização Gradual (2013–2021): Pressão da Receita vs. WACC

De 2013 a 2021, a BRA apresenta trajetória de amortização gradual, com oscilações significativas associadas ao comportamento do IGP-M. O Retorno Total de Capital é positivo na maioria dos exercícios desse intervalo, indicando que a receita efetiva superou a soma de opex, tributos e remuneração do capital — condição necessária para que haja recuperação do principal. Entretanto, em anos com WACC nominal muito elevado, como 2015 (18,44%) e 2020 (32,07%), o Retorno sobre o Capital consumiu parcela tão expressiva da receita que o Retorno Total de Capital ficou negativo (-R\$ 68 mi em 2015 e -R\$ 206 mi em 2020), elevando temporariamente o saldo da BRA acima do nível do ano anterior.

A BRA encerra 2021 em R\$ 3.053.240 mil — ainda acima de R\$ 3,0 bilhões, embora abaixo do nível de 2013 (R\$ 3.824.404 mil). O IGP-M elevado de 2020 (23,14%) e 2021 (17,78%) resultou em WACCs nominais de 32,07% e 26,32%, fazendo com que o Retorno sobre o Capital atingisse R\$ 926 e R\$ 815 milhões respectivamente — valores que superaram o Retorno Total possível nesses anos e expandiram temporariamente a BRA.

#### 11.5.3. Fase de Amortização Acelerada (2022–2025): Convergência para Zero

A partir de 2022, a combinação de receita crescente (tarifa reajustada pelo IGP-M acumulado), WACC nominal moderado e inexistência de novos aportes de CRN produziu uma aceleração expressiva na amortização da BRA. Em 2022, o Retorno Total de Capital foi de R\$ 726.045 mil — o segundo maior do período —, reduzindo a BRA de R\$ 3.053.240 mil para R\$ 2.345.116 mil. Em 2023, o IGP-M de -3,18% produziu o menor WACC nominal do período (3,84%), gerando Retorno sobre o Capital de apenas R\$ 90 milhões — o menor valor do período. Com isso, o Retorno Total atingiu R\$ 1.091.585 mil, o maior valor do período, reduzindo a BRA para R\$ 1.475.701 mil.

Em 2024 e 2025, a trajetória se consolida: Retornos Totais de R\$ 932.575 mi e R\$ 1.039.788 mi, respectivamente, amortizam os saldos remanescentes. Ao final de 2025, a BRA registra R\$ -83.515 mil — um saldo negativo, indicando que o capital foi integralmente recuperado ao longo do período e que houve um pequeno excedente de recuperação sobre o custo de capital regulatório. Assim, as receitas contratuais ao longo de 20 anos cobriram o capital investido e remuneraram os investidores à taxa regulatória (WACC). Um saldo negativo remanescente apenas mostra que a tarifa histórica gerou retorno acima do custo de capital regulatório nesse período.

#### 11.5.4. Fase Pós-Aquisição: Recuperação Acelerada do Capital (2017–2025)

A mudança de controle operacional da Malha Sudeste — com a transferência do Contrato Legado para a NTS em outubro de 2016 e a conclusão da aquisição pela Brookfield em abril de 2017 — não alterou os termos econômicos do contrato, mas marcou a transição para um regime em que os dados de receita e custos passaram a ser integralmente registrados sob os livros da nova transportadora. Do ponto de vista do RCM, esse período é o de maior relevância para a avaliação da recuperação do capital investido.

Ao início de 2017, o saldo da BRA era de R\$ 3.629.725 mil. Ao longo dos nove exercícios de 2017 a 2025, a NTS adicionou R\$ 738.345 mil em novos investimentos ao imóvel (Pig Instrumentado, Ativos de Suporte e demais categorias descritas na Seção 8.3), de modo que o capital total disponível para recuperação no período foi de R\$ 4.368.070 mil. A soma do Retorno Total de Capital de 2017 a 2025 foi de R\$ 4.461.453 mil, superior ao capital disponível, o que explica o saldo final negativo de R\$ -83.515 mil ao término de 2025.

Esse resultado implica que a recuperação integral do capital, para fins do RCM, ocorreu no decorrer do período 2017–2025. Tratando esse período isoladamente, o Retorno sobre o Capital acumulado de R\$ 3.694.549 mil representa a remuneração do capital sobre saldos progressivamente menores da BRA. A trajetória do Retorno Total por exercício reflete claramente a interação entre o WACC nominal e a amortização da BRA: em 2020 e 2021, o IGP-M elevado (23,14% e 17,78%) resultou em WACCs nominais de 32,07% e 26,32%, elevando o Retorno sobre o Capital a R\$ 926 mi e R\$ 815 mi e tornando o Retorno Total negativo em 2020 (-R\$ 204 mi), o que reverteu temporariamente a

amortização e elevou o saldo da BRA acima do nível do ano anterior. A partir de 2022 — e especialmente em 2023, com o IGP-M de -3,18% produzindo WACC nominal de apenas 3,84% —, a amortização retomou ritmo acelerado e o saldo convergiu para zero.

### 11.6. Decomposição do Retorno sobre o Capital e o RCM Acumulado

O componente Retorno sobre o Capital acumulado no período 2006–2025 é de R\$ 8.870.903 mil, representando a remuneração total do capital regulatório incidente sobre os saldos anuais da BRA. Esse valor é o resultado da multiplicação, em cada exercício, do WACC nominal (que varia de 3,84% a 32,07%) pelo saldo de abertura da BRA naquele ano. A alta variância do WACC nominal ao longo do período — decorrente diretamente da volatilidade do IGP-M — é o principal fator de instabilidade do Retorno sobre o Capital: os quatro exercícios com WACC acima de 18% (2008, 2015, 2020, 2021) concentram R\$ 2.858.660 mil dos R\$ 8.870.903 mil totais, ou seja, 32,2% da remuneração total em apenas 4 dos 20 anos.

O Retorno Total de Capital acumulado — que é a diferença entre o capital inicialmente investido (BRA de abertura + aportes) e o saldo final — é de R\$ 4.237.927 mil. Esse valor é o RCM propriamente dito: o montante de capital que, segundo a metodologia, foi efetivamente recuperado pelas receitas contratuais ao longo dos 20 anos do contrato legado. Assim, o saldo final negativo de R\$ 83.515 mil indica que o RCM supera o capital a ser recuperado.

A relação entre os dois componentes pode ser descrita como: do total de receita líquida acumulada de R\$ 22.870.506 mil, R\$ 8.870.903 mil (38,8%) foram destinados ao Retorno sobre o Capital; R\$ 4.191.374 mil (18,3%) ao Opex; R\$ 5.570.302 mil (24,4%) ao IRPJ/CSLL; e os R\$ 4.237.927 mil restantes (18,5%) constituem o Retorno Total de Capital — o RCM. Essa decomposição evidencia que o Retorno sobre o Capital foi o maior destino individual da receita líquida, superando tanto os custos operacionais quanto os tributos, e correspondendo sozinho a mais de um terço de toda a receita acumulada no período.

## 12. CONCLUSÃO

A presente Nota Técnica analisou a aplicação do Método do Capital Recuperado (*Recovered Capital Method* – RCM) à valoração dos ativos vinculados ao Contrato Legado da Malha Sudeste da Nova Transportadora do Sudeste S.A. – NTS, no contexto da transição para o novo regime regulatório de acesso aberto no transporte de gás natural.

A análise desenvolvida demonstrou que a definição da Base Regulatória de Ativos (BRA) para infraestruturas legadas requer abordagem metodológica capaz de compatibilizar, simultaneamente, a remuneração adequada do capital efetivamente ainda não recuperado, a preservação da segurança regulatória e a proteção da modicidade tarifária. Em contextos nos quais os ativos operaram durante décadas sob estruturas verticalizadas e fora de ambiente de regulação tarifária ex-ante, metodologias puramente prospectivas de custo histórico ou custo de reposição integral podem conduzir ao risco de dupla recuperação de capital, produzindo sobre avaliação da base regulatória e encargos indevidos aos usuários futuros da infraestrutura.

Nesse contexto, o RCM mostrou-se instrumento metodológico adequado para reconstruir economicamente a trajetória histórica de recuperação do investimento associado aos ativos da Malha Sudeste. A abordagem adotada preserva os fundamentos econômicos tradicionais da regulação por *Building Blocks*, porém os reorganiza sob perspectiva retrospectiva, utilizando as receitas historicamente observadas para inferir o montante de capital já recuperado ao longo da vida operacional dos ativos.

Para viabilizar a aplicação do método ao caso concreto da NTS, a Nota Técnica desenvolveu metodologia estruturada em múltiplas etapas complementares. Inicialmente, estimou-se o Custo de Reposição Novo (CRN) da Malha Sudeste a partir de amostra de projetos comparáveis de gasodutos norte-americanos obtidos do banco de dados *Historical Natural Gas Pipeline Projects* da U.S. Energy Information Administration (EIA). A metodologia adotada contemplou critérios explícitos de seleção amostral, tratamento de dados, exclusão de *outliers* e cálculo de custos unitários médios ponderados por categoria de diâmetro, garantindo rastreabilidade e reprodutibilidade integral dos resultados.

Em seguida, aplicou-se aos ativos da Malha Sudeste o método de depreciação Ross-Heidecke, reconhecido na literatura de avaliação patrimonial e aderente aos princípios estabelecidos pela NBR 14653-1 e pelo Manual de Avaliação de Imóveis do Patrimônio da União (SPU). A utilização desse modelo permitiu estimar o Valor de Reposição Depreciado (VRD) dos ativos de forma consistente com seu histórico operacional e com o consumo acumulado de seus benefícios econômicos ao longo do tempo.

A partir da obtenção do VRD e da reconstrução dos fluxos econômicos históricos associados ao período legado, o RCM permitiu estimar o capital economicamente remanescente dos ativos da Malha Sudeste na data de transição para o

novo ciclo regulatório.

O método não implica revisão retroativa de contratos ou receitas legitimamente auferidas no passado, mas busca assegurar que a Base Regulatória de Ativos reflita adequadamente a realidade econômica remanescente da infraestrutura no momento de ingresso no novo regime regulado.

Do ponto de vista regulatório, a aplicação do RCM ao caso da NTS contribui para fortalecer a coerência econômica do processo de transição regulatória do transporte de gás natural no Brasil. A metodologia adotada promove alinhamento entre remuneração do capital, eficiência econômica e modicidade tarifária, reduzindo o risco de transferência indevida de renda associada à incorporação integral de ativos já substancialmente amortizados economicamente ao longo do período legado.

Os resultados obtidos indicam que a Base Regulatória de Ativos (BRA) inicial da Malha Sudeste, apurada pelo método de custo de reposição depreciado e convertida para a modelagem do RCM, correspondeu a R\$ 1.321.737,30 mil na data-base de 1º de janeiro de 2006. A partir dessa base inicial, acrescida dos investimentos subsequentes realizados no período 2006–2025, o modelo reconstruiu a trajetória histórica de recuperação econômica do capital regulatório à luz das receitas efetivamente auferidas pela transportadora ao longo do período legado.

**A aplicação do Método do Capital Recuperado (RCM) demonstrou que o capital regulatório associado aos ativos da Malha Sudeste foi integralmente recuperado ao longo do período analisado, resultando em saldo residual da Base Regulatória de Ativos de R\$ -83,515 milhões ao término de 2025. O resultado indica que as receitas historicamente auferidas no âmbito do Contrato Legado foram suficientes para remunerar integralmente o capital investido, inclusive os aportes adicionais realizados após 2006, evidenciando que a incorporação integral desses ativos a uma nova Base Regulatória de Ativos poderia implicar risco de dupla recuperação de capital em detrimento da modicidade tarifária.**

Por fim, conclui-se que o Método do Capital Recuperado (RCM), conforme aplicado nesta Nota Técnica, constitui abordagem tecnicamente consistente, economicamente fundamentada e regulatoriamente adequada para a definição da Base Regulatória de Ativos da Malha Sudeste da NTS no novo ciclo regulatório do transporte de gás natural. A metodologia permite compatibilizar segurança regulatória, remuneração adequada do investimento e proteção da modicidade tarifária, assegurando que a valoração regulatória dos ativos reflita adequadamente sua realidade econômica remanescente no momento da transição para o regime de acesso aberto.

## Referências Bibliográficas

AUSTRALIA. *National Gas Rules*, Version 91. Melbourne: Australian Energy Market Commission, 2026.

Australian Energy Regulator - AER. *Explanatory note: Pipeline Information Disclosure Guidelines and Price reporting guidelines*. Melbourne: AER, 2023. Disponível em: <https://www.aer.gov.au>. Acesso em: 23 mai. 2025.

Australian Energy Regulator - AER. *Pipeline information disclosure guidelines and Price reporting guidelines for Part 18A facilities*. Melbourne: AER, 2023. Disponível em: <https://www.aer.gov.au>. Acesso em: 23 mai. 2025.

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

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Nota Técnica nº 001: Metodologia de Cálculo das Tarifas de Transporte de Referência*. Brasília: ANP, 2000.

BRASIL. Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009. *Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural*. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 5 mar. 2009. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: 25 nov. 2025.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. *Dispõe sobre a política energética nacional*. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 7 ago. 1997.

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, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, e 9.847, de 26 de outubro de 1999; e*

revoga a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2021/lei/l14134.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/l14134.htm). Acesso em: 24 maio 2026.

NECG - *Network Economics Consulting Group*. International Comparison of WACC Decisions, Estudo submetido ao Productivity Commission Review of the Gas Access Regime. Setembro, 2003.

ROCHA, Katia, CAMACHO, Fernando, FIUZA, Gabriel. *Custo de Capital das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no Processo de Revisão Tarifária – 2007-2009*. Rio de Janeiro: IPEA (Texto para Discussão, n. 1174). Abril, 2006.

Elaborado por:

CARLOS EDUARDO DE LEMOS MONTEIRO

Assessor de Diretoria

KARINE ALVES DE SIQUEIRA

Assessora de Diretoria

LUCIANO DE GUSMÃO VELOSO

Superintendente-Adjunto de Infraestrutura e Movimentação

MARCO ANTONIO BARBOSA FIDELIS

Coordenador-Geral de Cálculo Tarifário

De acordo:

THIAGO NEVES DE CAMPOS

Superintendente de Infraestrutura e Movimentação

## **ANEXO I: PLANILHA DE CÁLCULO RCM MALHAS SUDESTE – NTS (SEI 5994063)**

## **ANEXO II — Apuração original das Receitas e tarifas do Contrato Malhas Sudeste**

### **1. Contexto e objeto deste Anexo**

Este anexo integra a Nota Técnica sobre a Receita Líquida da Malha Sudeste no âmbito da aplicação do Recovered Capital Method (RCM) e tem por finalidade documentar, a partir das próprias memórias de cálculo da Petrobras e dos contratos de transporte por ela firmados, o fato de que a Receita Contratual auferida ao longo da vigência do Segundo Contrato de Transporte de Gás da Malha Sudeste Aditado e Consolidado (GTA Malha SE) foi calibrada sobre uma base de ativos inflada, com custos de reposição imputados a valor de novo aos gasodutos da antiga rede da TNS, sem qualquer desconto de depreciação.

Não se trata, neste anexo, de propor revisão tarifária retroativa, tampouco de questionar a validade dos contratos legados. Trata-se de explicitar, com base nos documentos contratuais e nas planilhas oficiais, o mecanismo concreto pelo qual a receita do contrato legado foi maximizada na origem e, no decorrer de duas décadas, sustentou uma trajetória de fluxos superior à que seria necessária para a justa remuneração do capital efetivamente investido. Esse fato é o elo causal entre o desenho original da tarifa e a sobre recuperação aferida pelo modelo RCM no fechamento do contrato em 31/12/2025.

Os documentos analisados, indexados pelo respectivo número SEI:

SEI	Documento
4793829	Cópia de Anexo VIII — Planilha_Tarifa-Entrada_SE_V.1
4793829	Cópia de Anexo IX — Planilha_Tarifa-Transporte_SE
4793829	Cópia de Anexo X — Planilha_Tarifa-Saida_SE
5683438	Anexo 02 — TABELA_ATIVOS_Custos_de_Reposicao_enviado_ANP
5683439	Anexo 03 — Relatório SEPAV-R-248/02 (avaliação patrimonial dos gasodutos, 2003)
5683440	Anexo 04 — Relatório SEPAV-R-085/04 (avaliação patrimonial das ERMs, 2004)
5683442	Anexo 06 — TABELA_ATIVOS_Investimentos_version_1_enviado_ANP

## 2. Memória de cálculo tarifário: Custo de Reposição Novo como base de capital

A aba “SE dados” da planilha *Cópia de Anexo IX — Planilha\_Tarifa-Transporte\_SE (SEI 4793829)* registra, no quadro denominado “Investimentos atualizados — mil US\$”, na linha rotulada “Custo de reposição” e na coluna referente ao ano-base 2006, o valor de US\$ 841.599 mil (US\$ 841,60 milhões) atribuído aos gasodutos da rede antiga (TNS / Malha Antiga). Esse valor é importado diretamente da aba “SE” do arquivo *Anexo 02 — TABELA\_ATIVOS\_Custos\_de\_Reposicao\_enviado\_ANP (SEI 5683438)*, no qual a Petrobras detalhou, por gasoduto, o custo de reposição que iria alimentar o fluxo de caixa tarifário.

Cabe notar uma assimetria interna da própria planilha: a mesma aba “SE dados” do Anexo IX contém, sob o título “Malha Antiga (Custos Reposição)”, uma tabela auxiliar que detalha os mesmos cinco gasodutos antigos com custo unitário de referência de US\$ 17/pol·m (campo “US\$/pol.m”), totalizando US\$ 317.937 mil na linha de “Total”. Esse valor de referência, porém, não é o que alimenta o fluxo de caixa tarifário: a linha “Custo de reposição” do quadro de investimentos atualizados importa o consolidado da aba “SE” do Anexo 02, com unitário 2,65 vezes superior.

### 2.1. Custo unitário efetivo do Anexo 02: verificação do US\$/pol m implícito

A tabela a seguir demonstra, por divisão direta do valor atribuído a cada gasoduto pelo produto extensão (m) × diâmetro (pol.), o custo unitário implícito adotado pela Petrobras na base tarifária para os cinco principais gasodutos da Malha Antiga TNS:

Gasoduto	Ext. (km)	Diâm. (pol.)	pol·m	Valor Anexo 02 (US\$ MM)	US\$/pol·m	Valor (mil US\$)
Reduc-Volta Redonda (GASVOL)	95,0	18	1.710.000	76,950	<b>45,00</b>	76.950
Volta Redonda-Recap (GASPAL)	324,5	22	7.139.000	321,255	<b>45,00</b>	321.255

Gasoduto	Ext. (km)	Diâm. (pol.)	pol·m	Valor Anexo 02 (US\$ MM)	US\$/pol·m	Valor (mil US\$)
Recap—RPBC (GASAN)	41,6	12	499.200	22,464	<b>45,00</b>	22.464
Reduc—Regap (GASBEL I)	357,0	16	5.712.000	257,040	<b>45,00</b>	257.040
Tecab—Reduc (GASDUC II)	182,1	20	3.642.000	163,890	<b>45,00</b>	163.890
<b>TOTAL</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>18.702.200</b>	<b>841,599</b>	<b>45,00</b>	<b>841.599</b>

Fonte: Anexo 02 — TABELA\_ATIVOS\_Custos\_de\_Reposicao\_enviado\_ANP (SEI 5683438), aba "SE".

O custo unitário efetivo embutido no Anexo 02 é, portanto, de US\$ 45,00/pol·m — e não US\$ 17/pol·m como sugerem as linhas auxiliares do Anexo IX. A divergência é de 165%: a cada pol·m de gasoduto antigo, a base tarifária computa um custo de reposição 2,65 vezes superior à própria referência interna constante da memória de cálculo.

## 2.2. Composição da linha "custos de reposição" e tratamento de depreciação

A tabela a seguir reproduz os componentes que, na aba "SE" do Anexo 02, compõem o valor consolidado importado pela linha "Custo de reposição" do Anexo IX:

Componente (Anexo 02, aba SE)	US\$ MM	US\$/pol·m	Observação
Gasodutos TNS SE (5 dutos principais)	841,60	<b>45,00</b>	Custo de Reposição Novo
Ramais TNS SE	0,00	—	Não valorados no Anexo 02
Estações de Compressão TNS SE	0,00	—	—
Gasodutos NTS (novos investimentos)	0,00	—	Investimento separado
<b>TOTAL — Custo de Reposição (F47)</b>	<b>841,60</b>	<b>45,00</b>	<b>Valor importado pela linha "Custo de reposição" do Anexo IX (ano-base 2006)</b>

Fonte: Anexo IX (SEI 4793829), aba "SE dados", linha "Custo de reposição" (ano-base 2006) do quadro "Investimentos atualizados (mil US\$)", cujo valor é importado da aba "SE" do Anexo 02 (SEI 5683438).

O custo unitário de US\$ 45/pol·m foi aplicado à totalidade dos 18.702.200 pol·m da rede de gasodutos TNS/Malha Antiga SE, tratando todos os dutos como se tivessem sido construídos na data-base do contrato (2006). Gasodutos com mais de 17 anos de operação em 2005 — como o GASVOL (1986), o GASPAL (1988) e o GASAN (1993) — foram valorados, no fluxo tarifário, ao mesmo custo unitário aplicado a um duto recém-implantado, sem qualquer desconto por depreciação acumulada.

## 3. A avaliação patrimonial da própria Petrobras (2003): Custo de Reposição Depreciado

Em 24 de fevereiro de 2003, a própria Petrobras, por meio de sua área de Perícias e Avaliações (SEPAV), emitiu o Relatório de Avaliação SEPAV-R-248/02 (SEI 5683439), cujo objeto era apresentar os valores patrimoniais das linhas-tronco de 18 gasodutos de transporte pertencentes à Transpetro, E&P e AB, em processo de transferência para a TNS

— Transportadora Nordeste Sudeste, subsidiária da Gaspetro. O universo avaliado abrange os mesmos gasodutos da Malha Sudeste que dois anos depois passariam a compor a base tarifária do Anexo IX.

A metodologia adotada pela SEPAV foi explicitamente a do Custo de Reposição Depreciado (CRD), nos termos do item 4 do relatório:

*“A avaliação patrimonial dos gasodutos utiliza o conceito do Custo de Reposição Depreciado, no qual parte-se dos valores de novo e deprecia-se em seguida em função da idade, estado de conservação, expectativa de sobrevida e valor de salvado. [...] Para o cálculo da depreciação física foi utilizado o Método do Fundo de Amortização (Sinking Fund Method):  $i$  = taxa de amortização anual = 6% a.a.;  $K1$  = fração depreciável do valor de novo = 0,99;  $K2$  = fração residual do valor de novo = 0,01;  $SV$  = sobrevida do bem, baseada em tabelas do Departamento do Tesouro dos EUA;  $t$  = idade do equipamento.”*

O resultado consolidado do SEPAV-R-248/02 foi de R\$ 742.116.000 (US\$ 239 milhões, ao câmbio de R\$ 3,10/US\$). Os gasodutos da Malha SE que compõem a base do F47 figuram, no laudo, com os seguintes valores patrimoniais depreciados:

<b>Gasoduto (SEPAV-R-248/02 — Malha SE)</b>	<b>Valor Patrimonial Depreciado (R\$)</b>
GASVOL (Reduc-Volta Redonda, 18" x 95 km)	18.193.904
GASPAL (ESVOL-Guararema, 22" x 325 km)	79.431.894
GASPAL (Guararema-Recap, 22" x 63 km)	14.837.909
GASAN (Recap-RPBC, 12" x 42 km)	9.810.492
GASBEL (Reduc-Regap, 16" x 357 km)	130.283.288
GASDUC II (Cabiúnas-Reduc, 20" x 183 km)	64.015.173
<b>Subtotal SE (5 dutos do Anexo 02) ≈ US\$ 102 MM</b>	<b>≈ 316.572.660</b>
<b>TOTAL GERAL — 18 gasodutos SE+NE (US\$ 239 MM)</b>	<b>742.116.000</b>

Fonte: SEPAV-R-248/02 (SEI 5683439), item 2 — Valores Finais de Avaliação. Câmbio R\$ 3,10/US\$. Subtotal SE = soma dos 5 dutos do Anexo 02, aba SE.

Em 2004, o Relatório SEPAV-R-085/04 (SEI5683440) aplicou idêntica metodologia (CRD, Sinking Fund, 6% a.a.) às 79 Estações de Redução e Medição (ERMs) das Malhas SE e NE, resultando em R\$ 142.109.611,47 (US\$ 48,83 MM) para o conjunto das ERMs da Malha SE.

#### 4. A dupla métrica e seus efeitos

A comparação direta entre os dois exercícios — separados por apenas dois anos e referentes exatamente aos mesmos ativos físicos — evidencia a dupla métrica adotada pela Petrobras:

<b>Critério</b>	<b>SEPAV-R-248/02 (2003) — Transferência patrimonial</b>	<b>Anexo IX / Anexo 02 (2005) — Base tarifária</b>
<b>Finalidade</b>	Transferência intragrupo (Transpetro / E&P → TNS)	Determinação da tarifa do GTA Malha SE
<b>Metodologia de valoração dos ativos antigos</b>	<b>Custo de Reposição Depreciado (CRD)</b>	<b>Custo de Reposição Novo (CRN)</b>

<b>Critério</b>	<b>SEPAV-R-248/02 (2003) — Transferência patrimonial</b>	<b>Anexo IX / Anexo 02 (2005) — Base tarifária</b>
<b>Custo unitário</b>	Depreciado: função da idade, sobrevida e conservação	US\$ 45,00 / pol·m (integral, sem deságio)
<b>Tratamento da depreciação</b>	Explícita: Sinking Fund Method (6% a.a.), resíduo 1%	Inexistente: custo novo a 100% da extensão e diâmetro
<b>Valor dos gasodutos SE antigos</b>	≈ US\$ 102 MM depreciados (câmbio R\$ 3,10/US\$, 2003)	US\$ 841,60 MM novos (base 2006)
<b>Resultado para a Petrobras</b>	Valor de balanço reduzido na subsidiária recebedora	<b>Tarifa maximizada — remuneração sobre ativo “como novo”, repassada ao consumidor via GSA</b>

*Síntese comparativa SEPAV-R-248/02 (2003) × Anexo IX/Anexo 02 (2005).*

A diferença de câmbio e dos preços de aço entre 2003 e 2006 não justifica a magnitude da divergência. A causa determinante é a ausência de depreciação no cálculo tarifário: ao não reconhecer os 9 a 19 anos de operação dos gasodutos mais antigos da Malha SE (GASVOL desde 1986, GASPAL desde 1988, GASAN desde 1993, GASBEL I e GASDUC II desde 1996), a base de capital tarifária empregou um valor majorado em relação ao valor econômico residual dos ativos no início do contrato.

## 5. Parcela do preço referente à tarifa de transporte dentro do GSA

Durante grande parte da vigência do GTA Malha SE, a Petrobras atuou simultaneamente como Carregador único e como vendedora de gás natural aos clientes finais — distribuidoras estaduais, termelétricas e grandes consumidores — por meio dos Contratos de Compra e Venda de Gás Natural (GSAs).

Nos GSAs, até recentemente o preço final do gás podia ser decomposto em parcelas: *commodity* (molécula), transporte e, conforme o caso, outras componentes, sendo que a parcela de transporte espelha integralmente o Encargo de Capacidade de Transporte estabelecido no GTA Malha SE.

Em consequência, o valor adicional gerado pela não depreciação da base de ativos antigos não foi suportado inteiramente pela Petrobras-Carregador: foi por ela repassado, dentro da parcela de transporte do GSA, às distribuidoras estaduais de gás e, conseqüentemente, aos consumidores finais. Neste sentido, a Petrobras, na condição de vendedora de gás, atuou, portanto como mero intermediário contábil entre uma tarifa de transporte a maior do que seria regulatoriamente aceitável na origem e o consumidor final que, em última instância, financiou a sobre recuperação da base de capital ao longo da vigência do Contrato Legado Malhas Sudeste.

## 6. Implicação direta para o cálculo do RCM

As constatações acima são determinantes para a leitura adequada dos resultados do RCM aplicado à Malha SE. O método RCM, conforme descrito no corpo principal desta Nota Técnica, confronta, ao longo de toda a vigência do contrato legado, as receitas líquidas auferidas pela transportadora com o requerido (CAPEX + OPEX + tributos + remuneração justa do capital ao custo de oportunidade). Quando, como ocorre na Malha SE, as receitas auferidas excedem o requerido, conclui-se que o capital foi integralmente recuperado e remunerado, devendo a BRA inicial do ciclo 2026–2030 ser fixada em zero.

Os elementos documentados neste anexo explicam, com base nas próprias memórias de cálculo da Petrobras, por qual mecanismo concreto essa sobre recuperação se materializou: a tarifa contratual foi, desde a sua origem em 2006, calibrada para gerar fluxos compatíveis com a remuneração de uma base de ativos avaliada pelo Custo de Reposição Novo, equivalente a uma rede inteiramente reconstruída — quando, no laudo SEPAV-R-248/02, a própria Petrobras havia reconhecido que essa mesma rede valia, em valor patrimonial depreciado, menos de 15% desse montante. A receita contratual derivada dessa base inflada, repassada ao consumidor final por meio da parcela de transporte do GSA, foi a fonte da sobre recuperação demonstrada pelo RCM.

É o próprio Anexo IX que torna explícita essa calibração. Na aba “Projeto Malhas SE”, o fluxo de caixa do contrato está estruturado em linhas com rótulos econômicos diretos (“Net Revenues”, “Operational Costs”, “Depreciation”, “EBIT”, “Net Income”, “Cash Flow + Depreciation”) e tem, como parâmetro de equilíbrio, a linha rotulada “IRR real (20 anos)”, cujo valor é de 8,60% a.a. — taxa interna de retorno real, depois de impostos, sobre um “Equity” inicial de US\$ 1.344.885 mil (linha “Equity”, totalizador da coluna “Total”). Desses US\$ 1,34 bilhão de Equity, US\$ 841.599 mil (63%) correspondem à linha “Custo de reposição” aqui questionada. Em outras palavras: a tarifa contratual do GTA Malha SE foi construída, por engenharia reversa, para devolver à transportadora 8,60% a.a. real sobre uma base de capital cujo principal componente — o valor atribuído à rede antiga TNS — foi imputado a custo de novo, sem qualquer desconto pela depreciação que a própria Petrobras havia reconhecido dois anos antes no SEPAV-R-248/02.

## 7. Conclusão

Conforme o exposto, o valor das tarifas vigente no Contrato Malhas Sudeste foi auferido a partir de uma base de ativos inflada, onde o Custo de Reposição Novo apurado não considerou a vida útil remanescente desses ativos ao desconsiderar a depreciação.

Por este motivo, ao empregar o método do RCM para recompor o fluxo de caixa dos ativos correspondentes ao Contrato Malhas Sudeste chegou-se a conclusão que os mesmos foram completamente remunerados ao longo da vigência do contrato, não restando assim nenhum valor residual para compor a Base Regulatória de Ativos.

É à luz desses fatos — e não como exercício de revisão tarifária retroativa, mas como reconhecimento da realidade econômica subjacente ao contrato legado — que o resultado do modelo RCM apresentado nesta Nota Técnica deve ser interpretado pelo Regulador na definição da BRA inicial da Malha SE para o ciclo 2026–2030.

---

[1] — O MAPS, originalmente construído em 1970, reportou informações no recovered capital method, ou RCM, apenas a partir de 2000, embora a diretriz exigisse o cálculo do RCM para todos os anos desde a construção do ativo. Para esse gasoduto, o Brattle registra custo de construção de AUD 380,9 milhões no RCM, além de capex subsequente de AUD 108,7 milhões. Também observa que, para o período anterior a 2005, receitas e despesas foram estimadas com base em determinações da ACCC; de 2006 a 2017, foram estimadas a partir de relatórios gerenciais históricos, com ajustes para excluir receitas e despesas associadas ao South East Pipeline System (BRATTLE GROUP, 2019, Tabela 15, § 83).

[2] — O Moomba to Sydney Pipeline, da APA Group, cuja data de construção reportada remonta a 1977, também ilustra as limitações práticas da série histórica. O Brattle Group aponta que a APA não reportou custos de construção no RCM antes de 2004 e não explicou essa defasagem. Além disso, a informação Part 23 foi apresentada para o sistema de gasodutos como um todo, incluindo segmentos não sujeitos ao Part 23. Na comparação entre métodos, a Tabela 15 registra AUD 803,9 milhões de custos de construção ou aquisição sob o método do valor contábil depreciado e AUD 859,3 milhões de custo de construção sob o RCM. (BRATTLE GROUP, 2019, §§ 110–112, 136–137, Tabela 15). O Goldfields Gas Pipeline, por sua vez, reportou custo de construção igual a AUD 0,0 sob o RCM, acompanhado de AUD 237,9 milhões de capex. O Brattle Group também observa que a receita histórica desse gasoduto foi estimada em razão da falta de determinadas informações históricas, especialmente quanto às receitas auferidas por todos os *joint venturers* e às respectivas posições fiscais. (BRATTLE GROUP, 2019, §§ 79–83, Tabela 15).



Documento assinado eletronicamente por **MARCO ANTONIO BARBOSA FIDELIS, Coordenador-Geral de Cálculo Tarifário**, em 25/05/2026, às 11:17, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

---



Documento assinado eletronicamente por **LUCIANO DE GUSMAO VELOSO, Superintendente Adjunto de Infraestrutura e Movimentação**, em 25/05/2026, às 11:19, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

---



Documento assinado eletronicamente por **KARINE ALVES DE SIQUEIRA, Assessora de Diretoria**, em 25/05/2026, às 11:45, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

---



Documento assinado eletronicamente por **CARLOS EDUARDO DE LEMOS MONTEIRO, Assessor Técnico de Diretoria**, em 25/05/2026, às 11:49, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

---



Documento assinado eletronicamente por **THIAGO NEVES DE CAMPOS, Superintendente de Infraestrutura e Movimentação**, em 25/05/2026, às 13:05, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.

---



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.anp.gov.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **5994089** e o código CRC **FFA53546**.

---