



Contribuições NTS à
Consulta Pública ANP nº 03/2026

Índice

1	Introdução	5
2	Base Regulatória de Ativos.....	6
2.1	Proposta NTS para a Base Regulatória de Ativos.....	6
2.2	Contratos Legados - GASDUC III e GASPAJ	7
2.3	Análise Crítica e Proposição Metodológica para valoração da Base Regulatória de Ativos – Contrato Malhas Sudeste	8
2.3.1	Método do Capital Recuperado (Recovery Capital Method – RCM).....	8
2.3.2	Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI).....	10
2.3.3	Método do Custo de Reposição Novo (CRN)	14
2.3.3.1	Sustaining CAPEX realizado entre 2017 e 2025 ainda não remunerados (Base Incremental)	19
2.3.3.2	Resultados da Revisão ANP - Exclusão de Ativos.....	27
2.3.3.3	Necessidade de Inclusão de Ativos	28
2.3.3.4	Divergências na data de entrada em Operação dos Ativos	29
2.3.3.5	Resultado da Proposta de Valoração de BRA pelo CNR	37
3	Gastos Operacionais (OPEX).....	38
3.1	Alocação de Custos entre Regime Regulado e Contratos Legados.....	38
3.2	Direcionadores de Custo e Complexidade de alocação de custo direto nos ativos.....	39
3.2.1	Critério de Rateio: Estudo Técnico	40
3.2.2	Critério de Rateio: Predominância física e operacional do Malhas SE.....	41
3.2.3	Critério de Rateio: Extensão da Rede (Km).....	43
3.2.4	Resultado dos Estudos Técnicos e Definição do Critério de Alocação de Custo	44
3.3	Cruzamento das tabelas e atendimento às exigências.....	45
3.4	Conciliação com as demonstrações financeiras auditadas.....	48
3.5	Projetos de Expansão sem Autorização de Construção.....	50
3.6	Detalhamentos Solicitados para itens do OPEX Projetado.....	51
3.6.1	Outros Custos e Despesas Operacionais	52
3.6.2	Outras Manutenções	54
3.6.3	Estudos e Projetos	58
3.6.4	Abertura de Mercado.....	58
3.6.5	Manutenção e Operação de Compressores	60
3.7	Proposta de OPEX para o Ciclo Tarifário 2026-2030	61
4	<i>Sustaining</i> CAPEX Projetado.....	62
4.1	Proposta NTS para <i>Sustaining</i> CAPEX 2026-2030	62
5	Investimentos em Projetos de Expansão	66
5.1	Estação de Compressão Japeri (ECOMP Japeri).....	66
5.2	Ponto de Recebimento Macaé (PR Macaé).....	67
5.3	Remuneração do CAPEX incorrido na Fase de Construção/Implementação – ECOMP Japeri e PR Macaé	68
5.4	Demais Projetos de Expansão sem Autorização de Construção	71
6	<i>Sobressalentes Críticos</i>	73
6.1	Informações solicitadas para aprovação dos valores de ‘Sobressalentes Críticos’.....	73

6.2	Aplicação do WACC regulatório aos Sobressalentes Críticos.....	74
7	Lista de Anexos.....	77

DISCLAIMER

As informações e valores contidos nesta apresentação correspondem às melhores estimativas da NTS no momento de elaboração desta Contribuição, considerando que alguns dos projetos aqui mencionados se encontram em fase de desenvolvimento e ainda dependem de aprovações regulatórias, societárias e determinação final de prazos e valores aplicáveis. As informações relativas a eventos futuros se baseiam em pressupostos razoáveis, definidos com base em estudos realizados internamente, porém estão sujeitas a incertezas e alterações.

A NTS reforça que não divulga projeções ou guidance e, portanto, quaisquer referências numéricas ou temporais mencionadas nesta apresentação não representam ou devem ser interpretadas como promessa de desempenho, projeção, expectativa de resultado, performance ou similares. Tais informações refletem expectativa/intenção dos administradores da Companhia, com base em cenário atual do setor, estimativas e suposições relacionadas a eventos e circunstâncias que ainda não ocorreram e estão sujeitas a variações significativas, a qualquer tempo, e, portanto, fora do controle da Companhia.

A NTS não será responsável por quaisquer perdas ou danos de qualquer natureza que decorram do uso das informações contidas neste documento, não assumindo qualquer responsabilidade por operações ou decisões de investimento de terceiros, tomadas com base nas informações contidas neste documento.

1 Introdução

A Nova Transportadora do Sudeste S/A – NTS (“NTS”) é responsável pela operação e gestão da rede de gasodutos que compreende uma extensa malha com mais de 2.000 quilômetros de distância, que atravessa os estados de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro, garantindo o transporte contínuo de gás natural para indústrias, usinas termelétricas e outros carregadores. A NTS desempenha um papel fundamental no transporte de gás natural, conectando áreas produtoras aos principais centros de consumo do Brasil e a capacidade de transporte da infraestrutura da NTS é essencial para o crescimento econômico do país, oferecendo confiabilidade e segurança no abastecimento de gás.

Além de sua importância logística, a NTS busca adotar práticas sustentáveis e eficientes, promovendo a inovação no setor de transporte de gás. A empresa está comprometida com a modernização de sua rede e o fortalecimento da infraestrutura energética do país, trabalhando em sinergia com outros agentes do setor para garantir o desenvolvimento sustentável e seguro do mercado de gás natural.

No presente documento, a NTS apresenta suas contribuições à Consulta Pública nº 03/2026, referente às informações apresentadas na Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ (“NT 2/26”), que apresenta os fundamentos legais, base teórica e referenciais metodológicos aplicáveis à valoração da Base Regulatória de Ativos (“BRA”) e dos custos operacionais aplicáveis ao serviço de transporte de gás natural, e Nota Técnica nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ (“NT 7/26”), que realiza análise crítica e proposição metodológica para valoração da BRA, Plano de Investimentos e custos operacionais da transportadora para o Ciclo Tarifário 2026–2030 (“Ciclo 2026-2030”).

② Base Regulatória de Ativos

2.1 Proposta NTS para a Base Regulatória de Ativos

A proposta de **BRA** apresentada pela NTS para o Ciclo 2026-2030, contempla **apenas ativos necessários, prudentes e eficientes** para prestação do serviço de transporte de gás natural, com transparência metodológica e dados auditáveis.

A definição da BRA constitui instrumento **essencial para assegurar o equilíbrio entre a adequada recuperação do capital investido, a eficiência tarifária** e a preservação dos incentivos essenciais à expansão, modernização e continuidade eficiente e segura da prestação do serviço.

A **experiência internacional**, incluindo a prática regulatória australiana, demonstra que a credibilidade e a estabilidade dos regimes tarifários resultam da adoção de práticas fundamentais, como a **blindagem do valor inicial da base de ativos em cada período regulatório** e a **atualização da BRA apenas pela incorporação de novos investimentos eficientes**, submetidos a rigoroso escrutínio do regulador para comprovação de sua eficiência e prudência.

Esse modelo se sustenta porque: (i) protege o capital já investido contra alterações arbitrárias; (ii) reduz o risco do negócio, em setores com baixa disponibilidade de contratos de longo prazo; e (iii) mantém uma abordagem claramente *forward-looking*, na qual a revisão tarifária projeta as necessidades futuras do serviço, evitando reinterpretações retroativas de decisões passadas.

A aplicação consistente desses fundamentos preserva, de forma prudente, os incentivos ao investimento e reforça a estabilidade e a previsibilidade regulatórias. Assim, a NTS defende a blindagem da base de ativos existente e sua evolução pela incorporação de novos ativos eficientes, alinhando o mercado brasileiro às melhores práticas internacionais.

A robustez metodológica para sua valoração e remuneração do capital é elemento essencial para garantir a estabilidade regulatória, credibilidade institucional, segurança jurídica e contínua atratividade de investimentos ao setor. Alterações metodológicas frequentes, abruptas ou com efeitos retroativos ampliam a percepção de risco da atividade e, conseqüentemente, o custo de capital, podendo comprometer o equilíbrio econômico-financeiro do serviço regulado. Precedentes bem estabelecidos são importantes para as avaliações regulatórias de ativos.

Nesse contexto, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”) possui histórico consolidado de adoção do Custo Histórico Corrigido pela Inflação (“CHCI”) como **método preferencial** de valoração da BRA, inclusive em situações análogas envolvendo o término de contratos legados de outras transportadoras, como nos casos da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (“TBG”) e Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (“TSB”).

Conforme descrito na NT 2/26, a seguir:

“Mais do que a escolha de uma metodologia específica de valoração, é determinante a manutenção da coerência interna do modelo regulatório, da estabilidade das regras e da aderência aos princípios legais que orientam a regulação do transporte de gás natural. A solidez desses fundamentos é condição para assegurar sustentabilidade econômico-financeira do serviço, segurança jurídica e desenvolvimento eficiente da infraestrutura no longo prazo.”

Portanto, a **manutenção da coerência regulatória** reforça a importância de assegurar estabilidade metodológica no tratamento da BRA, como condição para assegurar sustentabilidade econômico-financeira do serviço, segurança jurídica e desenvolvimento eficiente da infraestrutura no longo prazo. Levar em consideração avaliações previamente estabelecidas é consistente com boas práticas regulatórias.

2.2 Contratos Legados - GASDUC III e GASPAJ

Os itens 92 e 93 da NT 07/26, delimita que a análise de valoração da BRA da NTS abrange exclusivamente o contrato Malhas SE, esclarecendo que os ativos relacionados aos contratos legados GASDUC III e GASPAJ, vigentes até novembro e janeiro de 2030, respectivamente, terão tratamento futuro em processo específico.

No entanto, considerando o fim destes Contratos Legados durante o Ciclo Tarifário 2026-2030 e a necessidade de definição e previsibilidade tarifária, a NTS destaca a **importância de haver uma indicação clara e transparente de quando ocorrerá a valoração e a inclusão dos ativos dos contratos legados GASDUC III e GASPAJ, que se encerram durante a vigência do ciclo tarifário 2026-2030**. Conforme citado no item 52 da NT 2/26, a previsibilidade e estabilidade das

regras de atualização da BRA constituem pilares essenciais para a regulação de setores intensivos em capital.

Adicionalmente, é importante destacar que os investimentos incrementais relacionados a tais contratos, incorridos pela NTS no período de 2017 a 2025, não dependem do seu término para que sejam reconhecidos no presente processo de revisão tarifária 2026-2030. Estes investimentos foram realizados visando aumento da vida útil, da confiabilidade e eficiência da malha para melhoria de desempenho dos ativos, resultando na preservação da integridade, confiabilidade e disponibilidade operacional perene de toda a malha de gasodutos, assim como em benefícios para todos os agentes de mercado usuários do sistema de transporte. Portanto, não considerar a devida remuneração de investimentos realizados em ativos antigos que continuam operacionais ou aguardar o término dos contratos legados para que possam ser analisados pela agência tende a gerar desestímulo e pode induzir a comportamentos ineficientes, como a substituição prematura do ativo ou o sucateamento da infraestrutura.

2.3 Análise Crítica e Proposição Metodológica para valoração da Base Regulatória de Ativos – Contrato Malhas Sudeste

2.3.1 Método do Capital Recuperado (Recovery Capital Method – RCM)

A RANP 991/2026, em seu art. 6º, §§ 2º, 3º e 9º, estabelece as diretrizes para a metodologia de valoração da BRA. Contudo, a introdução da possibilidade de utilização do Método do Capital Recuperado (*Recovered Capital Method* - RCM) revela-se contraditória ao disposto no art. 6º, § 2º, inciso III da própria resolução, uma vez que o RCM não se caracteriza como metodologia alternativa amplamente reconhecida ou adotada pelo mercado.

Conforme parecer jurídico elaborado pela jurista Ellen Gracie, também submetido à ANP (SEI 5728914), “a ausência de reconhecimento amplo e de validação empírica adequada fragiliza a capacidade do método de gerar resultados confiáveis, previsíveis e replicáveis, o que, em setor intensivo em capital e mercado por investimentos de longa maturação, traduz-se em aumento significativo do risco regulatório e em violação aos princípios da segurança jurídica, da confiança legítima e da racionalidade regulatória.” Ainda segundo o referido parecer, a utilização do método RCM também representaria afronta à proteção legal dos contratos legados prevista na Lei do Gás, assim como ao devido processo regulatório, por não ter sido objeto de AIR, não ter constado na

consulta pública prévia e na proposta da minuta de Resolução submetida à Consulta e Audiência Pública, tampouco nas contribuições dos agentes, tendo sido incluído apenas quando da publicação da RANP 991/26.

O RCM possui natureza retrospectiva, na medida em que calcula o “capital não recuperado” com base em receitas históricas, taxas de retorno implícitas e trajetória passada de amortização. Essa característica se mostra inconciliável com a lógica *ex ante* da RMP prevista na RANP 991/26, cujo desenho tarifário pressupõe previsibilidade, transparência e estabilidade para a condução de um ciclo regulatório plurianual, conforme disposto no Parecer Econômico-Financeiro do Núcleo de Economia, Mercado de Capitais e Imobiliário da Fundação Instituto de Administração – FIA, enviado à ANP (SEI 5732869).

Em contraste, metodologias consagradas, como o CHCI ou Custo Novo de Reposição (“CNR”), oferecem fundamento objetivo e verificável para a formação de tarifas futuras. O RCM, ao contrário, depende de reconstruções históricas sujeitas a amplas margens de discricionariedade técnica, ampliando o risco de assimetria de informações. Conforme destaca a NT 2/26:

“...a transparência metodológica e a auditabilidade são condições indispensáveis à legitimidade do processo regulatório. A metodologia adotada deve permitir rastreabilidade entre valores contábeis e valores regulatórios, clareza quanto às hipóteses utilizadas e possibilidade de reconciliação com demonstrações financeiras e relatórios regulatórios.”

A reconstrução retrospectiva de extensa série histórica de parâmetros contábeis, econômicos e financeiros é altamente sensível às premissas adotadas e, na prática, inviável. Tal inviabilidade decorre, sobretudo, do fato de que a operação dos gasodutos era, à época, verticalizada pela Petrobras.

Diante desse cenário, a aplicação de reconstruções hipotéticas não apenas comprometeria a coerência metodológica exigida pelo regime tarifário, como também poderia gerar relevante insegurança jurídica e distorções na apuração da BRA.

Conforme apontado pelo Relatório da Consultoria Australiana Synergies (Anexo 1), o método RCM foi aplicado somente na Austrália, uma única vez, no contexto de uma arbitragem de disputa de acesso, levando em conta as circunstâncias específicas de tal disputa. O RCM nunca foi usado na Austrália para definir preços de gasodutos regulados ou serviços de rede de gás, nem em qualquer outro setor

regulado de infraestrutura, como redes de transmissão e distribuição de eletricidade e água. O relatório aponta ainda que o *Australian Energy Regulator (AER)* indica preocupação com erros, complexidade e a falta de confiabilidade dos parâmetros para determinar uma avaliação de ativos baseada no RCM.

Nesse contexto, a transportadora vem manifestando fundamentada preocupação quanto à **adoção do RCM para valoração da BRA**, inovação introduzida pela regulamentação vigente que, sob a perspectiva técnico-regulatória, **apresenta-se como inadequada** para os fins propostos, rompendo a coerência administrativa da ANP, que sempre utilizou o CHCI em situações comparáveis, como nas revisões tarifárias da TBG e TSB.

Cumprе ressaltar que, não obstante a fundamentação acima, a NTS sempre envidou os seus melhores esforços para atender tempestivamente às solicitações de informações da ANP, incluindo aqueles referentes ao Ofício nº 4/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, demonstrando total cooperação e transparência com a Agência.

2.3.2 Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI)

O **CHCI é uma metodologia amplamente aplicada** por reguladores nacionais e internacionais, dada a sua objetividade e rastreabilidade, características indispensáveis para valoração da BRA, como pode ser verificado *no report, Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2025*, emitido pela da CEER em Jan/2026:

"From the responses, one can conclude that the most common way of calculating the RAB components is the historical costs method, followed by the re-evaluated assets method, with a mixture of these two methods applied only rarely. In all countries surveyed, other adjustments were not mentioned."

Com relação às conclusões da ANP sobre a proposta da NTS para valoração da BRA pelo método CHCI, expostas nos **itens 44, 45 e 46 da NT 07/2026**, a NTS esclarece que a **divergência apontada, decorre principalmente do desfazimento do leasing financeiro** relacionado ao **gasoduto GASCAR**, conforme demonstrado na tabela abaixo, no âmbito da reestruturação societária envolvendo TAG, NTN, NTS e a consequente extinção do Consórcio Malhas, realizada em

2016, como parte das ações precedentes necessárias para viabilizar a alienação da participação detida pela Petrobras na NTS concluída em 2017 para a Brookfield. Tal efeito contábil é específico ao ativo GASCAR e está devidamente registrado, de forma pública, nas Notas 2 e 19.3 da Demonstração Financeira da NTS de 2016, evidenciando que não há divergência substancial nos valores dos ativos considerados, não se verificando qualquer comprometimento da confiabilidade do custo histórico.

Adicionalmente, cumpre ressaltar que de longa data as demonstrações financeiras anuais (“DFs”) da NTS vêm sendo submetidas à revisão por auditores independentes e, especialmente nos anos de 2016 e 2017, nos quais os impactos contábeis decorrentes da reestruturação societária foram analisados, respectivamente, pela PwC e EY os seus respectivos relatórios de auditoria não apresentaram quaisquer parágrafos de ênfase ou ressalva. Ressalta-se ainda a altíssima materialidade dos impactos que as transações decorrentes da reestruturação societária geraram no balanço patrimonial da NTS em 2016 e transformaram o saldo do ativo imobilizado no principal saldo do balanço da entidade que, quando avaliado no contexto das DFs de 2016 e 2017, equivalia a 86% e 89% dos saldos do ativo total nestes 2 anos, em contraste com a ausência de valores nas DFs de 2015. Portanto, em qualquer contexto de auditoria, a materialidade destes saldos exigiria, como exigiu, procedimentos extensos dos auditores externos para confirmar o lastro documental e financeiro das operações, a adequada aplicação das normas contábeis vigentes, bem como extensão das divulgações feitas no contexto destas DFs.

A seguir, na Tabela 1 apresentamos: a) resumo da Base Patrimonial Contábil em 31 de dezembro de 2016, bem como notas explicativas 2 e 19.3, constantes da Demonstração Financeira de 2016, que permitem depreender os impactos da reestruturação societária no saldo ativo imobilizado da NTS em 2016.

Tabela 1: Resumo Base Patrimonial Contábil na data-base 31 de dezembro de 2016

Valores em milhões	Custo Histórico	%	Depr. Ac.	%	Residual	%
Laudo PwC Aporte TAG Acervo líquido Ativos	R\$ 10.025	84,6%	(R\$ 2.081)	79,3%	R\$ 7.945	86,1%
<i>Desfazimento Leasing GASCAR</i>	<i>R\$ 1.781</i>	<i>15,0%</i>	<i>(R\$ 505)</i>	<i>19,3%</i>	<i>R\$ 1.277</i>	<i>13,8%</i>
Sub-total Impactos Reog. Societária	R\$ 11.807	99,6%	(R\$ 2.585)	98,6%	R\$ 9.221	99,9%
Saldo Pré-Reorg Societária	R\$ 45	0,4%	(R\$ 37)	1,4%	R\$ 7	0,1%
Adições Obras em andamento Pós-Reorg Societária	R\$ 1	0,0%	R\$ 0	0,0%	R\$ 1	0,0%
Total	R\$ 11.852	100,0%	(R\$ 2.623)	100,0%	R\$ 9.229	100,0%

Notas Explicativas 2 & 19.3, integrantes da Demonstração Financeira de 2016, contendo as divulgações sobre as motivações e impactos da reestruturação societária realizada em outubro de 2016:

2. REESTRUTURAÇÃO SOCIETÁRIA

Em 21 de outubro de 2016, foi realizada Assembleia Geral Extraordinária – AGE na NTS que aprovou o aporte de capital com acervo líquido formado por determinados ativos e passivos da TAG, avaliados a valor contábil em 31 de agosto de 2016, e condicionando a sua efetivação a emissão, pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Bio-combustíveis - ANP, das Autorizações de operação provisórias, o que permitiria a cessão dos respectivos contratos de transporte de gás natural (GTAs) relacionados aos ativos aportados.

O acervo líquido, no valor de R\$ 2.308.843 era composto por ativos localizados na região Sudeste do país (R\$ 8.050.238), com exceção do Sistema Gasene, e dívida (R\$ 5.741.395) representada pelas notas promissórias emitidas em favor da PGT.

Nessa mesma data, foi realizada Assembleia Geral Extraordinária – AGE na TAG que aprovou a redução do seu capital social, mediante a transferência da totalidade das suas ações na NTS para a Petrobras, condicionada a conclusão do aumento de capital.

Em 24 de outubro de 2016, a ANP, emitiu as autorizações de operação provisórias, tornando eficazes aos atos societários constantes nos parágrafos anteriores, passando a Petrobras controlar diretamente a NTS.

Em 24 de outubro de 2016, foram celebrados o sétimo aditivo ao Contrato de Formação do Consórcio – CFA que excluiu a NTS do Consórcio Malhas e o sexto aditivo ao Contrato de Operação do Consórcio com a cessão do contrato de transporte de gás natural, relativo à Malha Sudeste, do Consórcio Malhas para a NTS.

Em 25 de outubro de 2016, como consequência do aporte líquido, os seguintes contratos foram cedidos pela TAG para a NTS:

- a) Malha Sudeste para 43,8 milhões de m³/dia, com prazo de duração de 20 anos e vigência até dezembro de 2025;
- b) Malha Sudeste II para 49,4 milhões de m³/dia, com prazo de duração de 20 anos e vigência até outubro de 2031;
- c) Paulínia-Jacutinga para 5,0 milhões de m³/dia, com prazo de duração de 20 anos e vigência até janeiro de 2030;
- d) Gasduc III para 40,0 milhões de m³/dia, com prazo de duração de 20 anos e vigência até novembro de 2030; e
- e) Gastau para 20,0 milhões de m³/dia, com prazo de duração de 20 anos e vigência até novembro de 2031. A operação e a manutenção dos gasodutos da NTS são realizadas pela Petrobras Transportes S.A. – Transpetro.

Em razão da mudança de contratos que regiam o Consórcio Malhas Sudeste em 24 de outubro de 2016, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, foi realizada a reavaliação, conforme disposto na ICPC 03, da classificação dos acordos entre NTS e Petrobras quanto à existência de um arrendamento mercantil, tendo em vista que houve alterações nos termos dos contratos de formação e operação do consórcio.

As operações realizadas deixaram de ter característica de arrendamento mercantil financeiro, passando a ser consideradas como prestação de serviço.

A Companhia apresentou, em 31 de dezembro de 2016, excesso de passivos sobre ativos circulantes no montante de R\$ 5.130.401. Seus excessos de passivos estão concentrados substancialmente em suas dívidas (nota 14). Cabe destacar que, na oferta da Brookfield Infrastructure Partners (BIP) e suas afiliadas, para a aquisição de 90% das ações da NTS (nota 2.1), está acordado que a NTS emitirá debêntures conversíveis, com vencimento no curto e longo prazo, que serão subscritas pelo BIP. Os recursos oriundos dessa operação serão utilizados para a quitação integral da dívida com a PGT.

A Companhia mantém transações relevantes com sua controladora, Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e segue o plano de negócios desta na condução de suas operações. Portanto, estas demonstrações contábeis devem ser lidas neste contexto.

19.3. Transações de capital

Refere-se à transação com os acionistas, na qualidade de proprietários, e ao reconhecimento de ganho em operação não usual de desfazimento de *leasing* financeiro entre empresas do mesmo grupo econômico.

Em outubro de 2016, em função da reestruturação societária das empresas transportadoras de Gás (TAG, NTN e NTS) e o encerramento do Consórcio Malhas, o *Leasing* da Petrobras com as NTS foi revertido na data-base 25 de outubro de 2016, gerando um ganho de R\$ 1.360.199 registrado como transação de capital.

No que se refere ao **item 51 da NT 07/2026**, é importante esclarecer **que a atualização monetária aplicada na metodologia do CHCI se revela indispensável para assegurar a sustentabilidade econômico-financeira da atividade regulada**. A correção monetária é elemento essencial para preservar a recuperação integral dos investimentos prudentes, de modo que desconsiderar o efeito inflacionário, especialmente em um país com histórico persistente de inflação como o Brasil, implicaria verdadeira erosão do valor do capital investido, configurando, na prática, um confisco econômico. Tal resultado seria incompatível com uma retribuição justa do capital.

Quanto ao exposto nos **itens 48 e 49 da NT 07/2026**, esclarecemos que mesmo após a constituição do Consórcio Malhas Sudeste Nordeste (2003), a criação da NTS (2002), a alienação do controle acionário para a Brookfield (2016–2017), e as reestruturações societárias subsequentes, as **informações financeiras da NTS**, em especial aquelas relacionadas à base de ativos, foram **submetidas, de forma contínua, a diversos laudos de avaliação e auditorias conduzidas por consultorias especializadas e auditores independentes e idôneos**. Esses laudos e avaliações, como o Relatório KPMG sobre Revisão da Base de Ativos considerada para a valoração por CHCI; Relatório KPMG sobre a Valoração por CNR; Relatório Mynarski sobre o inventário de ativos de 2018 e o Relatório Mynarski sobre inventário de ativos de 2024, constantes da resposta Carta NTS 064/2026 (SEI 5683511) ao Ofício nº 4/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, reiteradamente atestaram a conformidade dos registros contábeis e patrimoniais com a legislação e as normas vigentes

Oportunamente, reiteramos a **necessidade de consideração e divulgação das informações referentes à relação de ativos e suas respectivas vidas úteis e valores, contidas no Anexo IV do Termo de Compromisso** firmado em 20 de outubro de 2016 entre Petrobras, TAG, NTS, Transpetro e ANP (“Termo de Compromisso NTS”), elaborado a partir da base patrimonial contábil relativa à data-base 31 de dezembro de 2016, bem como com base em apoio técnico prestado diretamente pela Petrobras, no âmbito de contrato de serviços específico. O instrumento contou, igualmente, com a aquiescência da ANP, condição essencial para a emissão das Autorizações de Operação (AOs) definitivas em favor da NTS.

Trata-se, portanto, de um conjunto de informações que foi submetido à revisão, validação e concordância de todos os agentes institucionalmente envolvidos no processo, com o objetivo central de assegurar a rastreabilidade, a integridade e a confiabilidade das informações relativas à BRA da NTS, permitindo o adequado acompanhamento regulatório por parte da Agência.

Com efeito, o histórico regulatório do Contrato Legado Malhas SE evidencia o envolvimento direto e contínuo da ANP na definição, supervisão e valoração dos ativos de transporte. Desde 2002, a Agência participou da estruturação do Projeto Malhas, firmou Termos de Compromisso em 2003 e 2016 confirmando o cumprimento das condições para outorga das autorizações de operação originais e sua transferência à NTS, analisou e aprovou o Anexo IV com a descrição, vida útil e valores dos ativos, e instituiu mecanismos de controle periódico. Esses atos demonstram que a ANP conhecia a composição e valor dos ativos vinculados ao Contrato Malhas SE, assim como os validou expressamente visando à emissão das autorizações de transporte.

Cumprir destacar que as informações do Anexo IV foram formalmente referenciadas e anexadas às Autorizações de Operação emitidas pela ANP em 2017, conferindo-lhes validade técnica e regulatória e estabelecendo um marco de referência institucionalmente reconhecido para fins de monitoramento da base de ativos da transportadora.

Tais informações são consistentes com as demonstrações financeiras de NTS, auditadas por auditor independente e divulgadas a todo mercado. A própria ANP já reconheceu em precedentes que (i) a prática contábil adotada por uma transportadora ao longo do tempo constitui fato consumado, e (ii) a avaliação dos ativos deve se basear nos dados contábeis auditados, por ser a fonte mais fidedigna disponível, nos termos das Notas Técnicas nº 007/2018-SIM e nº 17/2020/SIM/ANP-RJ.

Nesse contexto, **os dados da base de ativo contábil fornecidos pela NTS mostram-se suficientes e adequados para a valoração da Base Regulatória de Ativos pelo método do CHCI**, pois representam, com precisão verificável, uma base contábil íntegra, auditada, rastreável e plenamente conciliável desde a origem dos ativos, bem como dos investimentos prudentes e eficientes realizados pela NTS desde 2017.

2.3.3 Método do Custo de Reposição Novo (CRN)

Embora o Custo de Reposição Novo (CRN) não seja a metodologia predominante nas referências internacionais de mercados regulados, conforme demonstrado no relatório *Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2025*, publicado pelo CEER em jan/2026, trata-se de metodologia de valoração de BRA amplamente aceita e consolidada em mercados regulados. Sua aplicação é reconhecida como compatível com os princípios de eficiência, neutralidade e retribuição adequada do capital investido.

A RANP 991/26 e a NT 02/2026 incorporam preocupações relacionadas ao risco de dupla remuneração de ativos, bem como à necessidade de considerar exclusivamente os investimentos prudentes e indispensáveis à prestação do serviço – teste de prudência e necessidade. Tais normas orientam a exclusão na BRA de bens cujo capital já tenha sido integralmente recuperado ao longo de sua vida útil regulatória.

Nesse sentido, é importante que ocorra uma segregação daqueles **investimentos incrementais incorridos pela NTS no período de 2017 a 2025 ainda não remunerados via tarifas. Estes**

foram realizados visando aumento da vida útil, da confiabilidade da malha, melhoria de desempenho dos ativos, para atendimento de requerimento regulatório e desembolsos necessários para a abertura de mercado. Estes investimentos resultaram na preservação da integridade, confiabilidade e disponibilidade operacional perene de toda a malha de gasodutos, gerando benefícios para todos os agentes de mercado usuários do sistema de transporte. Portanto, não considerar a devida remuneração de investimentos realizados em ativos antigos que continuam operacionais tende a gerar desestímulo e pode induzir a comportamentos ineficientes, como a substituição prematura do ativo ou o sucateamento da infraestrutura. Conforme destacado pela Consultoria Australiana Synergies em seu relatório, o componente de depreciação deve refletir a capacidade de serviço ou a condição do ativo existente. Adicionalmente, é importante destacar que com a desverticalização promovida pela Lei nº 11.909/2009 (“Lei do Gás”) e mais fortemente pela Lei nº 14.134/2021 (“Nova Lei do Gás”), esta última regulamentada pelo Decreto nº 10.712/2021, alterado pelo Decreto nº 12.153/2024, essa infraestrutura passou a ser utilizada por todos os agentes de mercado, de forma transparente e não discriminatória.

Portanto, o acesso às instalações de transporte deve ocorrer em condições isonômicas, transparentes e não discriminatórias, assegurando que a remuneração da infraestrutura compartilhada observe critérios de neutralidade e eficiência tarifária. Assim, os investimentos incrementais realizados, que propiciaram aumento da vida útil, da confiabilidade da malha e melhoria de desempenho dos ativos produziram benefícios diretos a todos os carregadores do sistema, alinhado ao movimento de desverticalização do mercado.

A exclusão desses ativos da valoração da BRA da NTS caracterizaria verdadeira distorção metodológica, em desacordo com a sustentabilidade econômico-financeira e da justa retribuição ao investimento necessário e prudente realizado pela NTS, princípios que orientam tanto o Custo de Reposição Novo (CRN) quanto o Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) em mercados regulados.

Conforme indicado na NT 02/2026, em contextos de transição metodológica, a identificação do capital ainda não recuperado constitui instrumento essencial para assegurar que a BRA represente, de forma legítima, apenas o montante econômico pendente de recuperação. Ignorar o novo capital incorporado à malha no período pós desverticalização compromete essa coerência regulatória. A exclusão de investimentos incrementais realizados pela transportadora visando aumento da vida útil, confiabilidade do sistema e melhoria de desempenho dos ativos estaria em total desacordo com recuperação legítima do investimento realizado.

Portanto, **reavaliações da Base Regulatória que não contemplem o capital adicional efetivamente investido** tendem a produzir uma base que não reflete o valor econômico real dos ativos ainda não recuperados, **resultando em subavaliação indevida e comprometendo a neutralidade e a confiabilidade da remuneração regulatória.**

Através de uma análise de **referências nacionais e internacionais** observou-se que, **mesmo no caso de mercados regulados que adotam o Custo de Reposição Novo (CRN) como método de valoração da BRA, os investimentos incrementais realizados são devidamente reconhecidos e remunerados**, como pode ser verificado nos Relatórios das Consultorias Synergies (Anexo 1) e Siglasul (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**).

O Relatório da Consultoria Australiana Synergies destaca que, para o regulador, o aspecto central é a **condição atual e projetada dos ativos, e não sua capacidade nominal original**. Essa avaliação é considerada já na **valoração inicial da base de ativos** e continua a ser observada ao longo do tempo, à medida em que a BRA é atualizada com **novos investimentos (CAPEX)** e com a aplicação da **depreciação regulatória**.

Conforme apontado no Relatório da KPMG, tais investimentos incrementais **geram benefício econômico futuro mensurável**, alteram a trajetória de depreciação dos ativos e **reconstituem parcela do capital regulatório ainda não recuperado, justificando sua incorporação à BRA**. Esse racional é compatível com metodologias baseadas no CRN, uma vez que o valor de reposição reflete o custo econômico de disponibilizar a infraestrutura em condições equivalentes de serviço, enquanto os **investimentos incrementais representam novos aportes de capital que não estavam embutidos na avaliação original do ativo**.

Por ser inerente à metodologia do CRN o reconhecimento do valor de todos os ativos necessários para a prestação do serviço, considerar o valor zero para os ativos incorridos desde 2017, como proposto, implica em injustificada expropriação significativa dos investimentos em gasodutos realizados pela NTS.

A incorporação dos investimentos incrementais incorridos quando utilizado o método CRN para valoração da BRA, pode ser observada em diversas regulações nacionais, tais como: na Agência Reguladora do Paraná (AGEPAR) para o serviço de saneamento da SANEPAR, na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para os serviços de Transmissão e Distribuição, na Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (ARSESP) para o serviço de saneamento da SABESP, entre outros e em regulações internacionais, tais como: a *Australian Energy Regulator* (ERA) para as TSOs

na Austrália, a *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC) para as TSOs na Espanha, a *Commission de Régulation de L'Énergie* (CER) para as TSOs na França, a *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem) para as TSOs no Reino Unido, entre outros.

Ainda que os investimentos incorridos estejam fisicamente vinculados a uma instalação existente, a lógica regulatória distingue o ativo original dos investimentos subsequentes realizados. Portanto, mesmo quando integrados à mesma infraestrutura física, esses investimentos constituem ativos regulatórios distintos, devendo ser identificados, avaliados e remunerados de forma específica, conforme sua natureza e finalidade, ao conferir ao ativo principal, extensão da vida útil, aumento de desempenho e confiabilidade. Conforme apontado no relatório da Consultoria KPMG, a existência de dispêndios em Sustaining CAPEX constituem evidência objetiva de que a vida útil econômica desses ativos foi estendida por meio de novos aportes de capital, os quais não estão embutidos na valoração original da base pelo CRN e, portanto, configuram investimentos incrementais com benefício econômicos futuros sendo, portanto, passíveis de reconhecimento regulatório.

Conforme apontado no relatório da Consultoria Siglasul, para a valoração destes investimentos incrementais ainda não remunerados, considerando ser tratar de investimentos recentes onde não se verifica diferença de valor relevante em comparação com respectivo valor com base no CRN, seria mais simples e adequado valorar e incorporar estes investimentos incrementais à BRA através da metodologia CHCI¹, considerando vida útil, depreciação e remuneração próprias, em linha com práticas consolidadas de diversas outras agências reguladoras nacionais e internacionais.

A consultoria apresenta ainda que essa abordagem híbrida já foi aplicada por outros reguladores como, por exemplo, no caso da Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (ARSESP) na última Revisão Tarifária Ordinária da Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo (SABESP) e no caso da regulação de transmissão de energia elétrica na Espanha. Portanto, esses investimentos incrementais devem ser reconhecidos na BRA de forma a permitir a devida remuneração do capital e a recuperação do investimento por meio da depreciação regulatória a qual deve ser tratada de forma individualizada, refletindo adequadamente o fluxo de

¹ Conforme apontado no Relatório da Consultoria Siglasul (Anexo 2), quanto mais recente for a incorporação do ativo, menor tende a ser a divergência entre o valor apurado pelos métodos CHCI e CRN. Isso ocorre porque, ao reduzir o intervalo de tempo entre a aquisição do ativo e a data de referência da avaliação, as variações nos preços relativos de equipamentos, materiais e serviços de engenharia costumam ser limitadas. Assim, a atualização monetária do custo histórico pela inflação captura, de forma razoavelmente adequada, a evolução do nível geral de preços da economia, resultando em valores que se aproximam daqueles que seriam obtidos por meio da estimativa do custo de reposição a novo, mas sem a complexidade deste método.

serviços prestados pelos ativos ou melhorias incorporadas ao sistema. Conforme destacado pela Consultoria Australiana Synergies em seu relatório, o componente de depreciação deve refletir a capacidade de serviço ou a condição do ativo existente.

A NTS propõe que sejam adotadas pela ANP as vidas úteis descritas na tabela abaixo para fins de depreciação regulatória², tanto para os investimentos incrementais incorridos entre 2017-2025, quanto para o *Sustaining CAPEX* que venham a ser aprovados para o ciclo 2026-2030. Estes padrões representam as práticas de longa data adotadas pela NTS e são consistentes com práticas de vida útil historicamente reconhecidas pela ANP.

Tabela 2: Taxa Anual de Depreciação e Vida Útil dos Ativos Imobilizados e Intangíveis

Fonte	Classe	% Anual Depreciação	Vida Útil em Anos	Comentário
Edital CP nº 01/2014	Linha Tronco	3,33%	30	
	Trecho(s)/ Ramal(is)	3,33%	30	
	Lançadores e Recebedores de Pigs e Esferas	3,33%	30	
	Válvulas	3,33%	30	
	Sistema de Proteção Catódica e Demais Equipamentos de Controle de Corrosão	3,33%	30	
	Equipamentos de TI, Softwares, Sistemas de Comunicação e Sistemas de Supervisão/Controle	20,00%	5	
	Outros Componentes trocados ou instalados na operação	3,33%	30	
	Estação(ões) de Recebimento	3,33%	30	
	Estação(ões) de Interconexão	3,33%	30	
	Estação(ões) de Compressão	3,33%	30	
	Estação(ões) de Medição	3,33%	30	
	Estação(ões) de Regulagem de Pressão	3,33%	30	
	Equipamentos para Monitoramento Operacional e Sistemas Elétricos	10,00%	10	
	Imóveis/Edificações/Terrenos/Benfeitorias em bens próprios	3,33%	30	
	Móveis, Equipamentos e Instalações de Escritório	10,00%	10	
Veículos	20,00%	5		
Novo Item (*)	Ferramentas/Equipamentos/Instrumentos para Operação	10,00%	10	
	SCADA – Softwares	20,00%	5	
	SCADA - Bens e Equipamentos	10,00%	10	
	Passagem de PIG Instrumentado (SCC)	20,00%	5	Variável por duto e determinado conforme o intervalo entre a campanha de inspeção atual e a próxima, baseando-se em laudo de especialista técnico contratado.
	Overhaul De Turbinas/Máquinas	20,00%	5	Variável e determinado com base na expectativa de uso do equipamento até o próximo overhaul.
	Reparos/Trocas e Obras Oriundas dos Estudos de SCC ou Classe de Locação	3,33%	30	
	Adequação nas Estações/Dutos de Transporte com Troca de Bens ou Reparo	3,33%	30	
Benfeitoria em propriedade de terceiros	10,00%	10	Caso não haja expectativa de manutenção da locação por prazo igual ou superior à premissa, vincular o prazo de depreciação de acordo com o prazo esperado do contrato.	

² Exceto quando propostos pelo transportador a adoção de padrões de vida útil regulatório diferenciados para novos projetos de crescimento que forem devidamente aprovados pela ANP.

(*) Se trata de classes de ativos adicionais às previstas no Edital de Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural Nº 01/2014-ANP e que foram incorporadas por exigirem a aplicação de padrões de vida útil distintas.

Diante do acima exposto, **a NTS reafirma a necessidade e solicita de inclusão do valor integral dos investimentos incrementais incorridos pela NTS no período de 2017 a 2025 na BRA do Ciclo Tarifário 2026-2030**, iniciando-se a partir desse momento o processo de depreciação regulatória correspondente.

2.3.3.1 Sustaining CAPEX realizado entre 2017 e 2025 ainda não remunerados (Base Incremental)

Como descrito na seção anterior, os investimentos incrementais incorridos pela NTS no período de 2017 a 2025 foram essencialmente realizados visando aumento da vida útil, da confiabilidade da malha, melhoria de desempenho dos ativos, bem como o atendimento a exigências legais ou regulatórias e dispêndios necessários para a abertura de mercado.

Cabe ressaltar que, **no âmbito do Processo SEI nº 48610.232147/2024-91³, a NTS encaminhou Notas Técnicas contendo detalhamento dos investimentos realizados, informações, custos e comprovante dos desembolsos.**

Estes investimentos resultaram na preservação da integridade, confiabilidade e disponibilidade operacional perene de toda a malha de gasodutos, que se estenderão para os ciclos regulatórios vindouros, gerando benefícios para todos os agentes de mercado usuários do sistema de transporte.

A Companhia possui certos ativos que datam de construção e início de operação entre as décadas de 1980 e 1990 e permanecem operando de forma confiável e segura, justamente, em decorrência da execução destes reinvestimentos realizados. Conforme os conceitos de vida útil econômica e valor residual consagrados na ABNT NBR 14653-1, no CPC 27 e na ICPC 10, a continuidade da operação de ativos cuja vida útil original se encontra esgotada somente se viabiliza mediante a realização de investimentos incrementais que restabelecem ou prolongam sua capacidade de geração de benefícios econômicos futuros. Portanto, não considerar a devida remuneração de investimentos realizados em

³ Cabe comentar que as demais prestações de contas e comprovantes, não contemplados no referido processo, foram encaminhadas no âmbito dos seguintes Processos SEI: 48610.221250/2024-13, 48610.213988/2021-56, 48610.216175/2024-61, 48610.221258/2024-71 e 48610.221329/2024-36.

ativos que continuam operacionais, em especial àqueles que excederam sua vida útil regulatória, tende a gerar desestímulo e pode induzir a comportamentos ineficientes, como a substituição prematura do ativo ou o sucateamento da infraestrutura.

Adicionalmente, nesta seção apresentamos um resumo dos investimentos em Sustaining CAPEX realizados entre 2017-2025 ainda não remunerados, dos quais 81% foram submetidos à avaliação independente pela KPMG, com o objetivo de validar o mérito e elegibilidade para inclusão na BRA, bem como aderência dos investimentos selecionados às práticas análogas de reguladores nacionais e internacionais para remunerar investimentos semelhantes. Dado o alto volume de investimentos, os projetos selecionados para avaliação da KPMG levaram em conta o critério de relevância financeira em detrimento de outros critérios, o que se mostrou estratégia acertada para permitir um alto índice de cobertura do total incorrido e evitar, portanto, esforço em avaliar uma grande quantidade de projetos, mas que resultariam em um baixo índice de cobertura geral.

Em breve síntese, as conclusões apresentadas no Relatório da KPMG (Anexo 3) confirmam que reguladores nacionais e internacionais recebem de maneira ampla, para inclusão na base de remuneração, investimentos de Sustaining CAPEX envolvendo:

- Substituição por tecnologias mais modernas e eficientes;
- Reforços estruturais que reduzem riscos operacionais relevantes;
- Intervenções que prolongam a vida útil econômica dos ativos; e
- Melhorias permanentes nos padrões de segurança, confiabilidade e desempenho.

Nessas circunstâncias, **tais investimentos geram benefício econômico futuro mensurável, alteram a trajetória de depreciação dos ativos e reconstituem parcela do capital regulatório ainda não remunerado/recuperado, justificando sua incorporação à BRA.**

Esse racional é **compatível com metodologias baseadas no CRN, uma vez que o valor de reposição reflete o custo econômico de disponibilizar a infraestrutura em condições equivalentes de serviço, enquanto os investimentos incrementais representam novos aportes de capital que não estavam embutidos na avaliação original do ativo.**

Entre os exemplos, citam o caso do setor de gás natural do Reino Unido, em que a Ofgem (regulador) adota prática regulatória que reconhece como CAPEX determinadas intervenções relevantes em ativos existentes. No ciclo RII0-2 para transmissão de gás, o regulador tratou grandes intervenções, como

revisões gerais de turbocompressores e um amplo programa de revestimento anticorrosivo e reforço da proteção catódica em cerca de 5.000 km de gasodutos, como investimentos regulatórios, por serem essenciais à segurança, confiabilidade e extensão da vida útil dos ativos. Essas ações foram entendidas como melhorias de longo prazo na integridade e no desempenho da infraestrutura, justificando sua capitalização na base de ativos regulatória e remuneração via tarifa.

Além disso, os benchmarks regulatórios realizados enumeram diversos exemplos em que reguladores que optam por metodologias de valoração de Bases Regulatórias de Ativos usando métodos equivalentes ao CNR também recepcionam os investimentos de Sustaining CAPEX como elegíveis à incorporação à BRA para remuneração.

Entre os exemplos, citam o setor elétrico brasileiro, em que a ANEEL adota o Valor Novo de Reposição (VNR), conceitualmente equivalente ao CRN, para mensuração da base regulatória, sem impedir o reconhecimento de CAPEX incremental. Tanto na distribuição quanto na transmissão, investimentos classificados como melhorias, reconhecidos como Receitas de novas instalações autorizadas para a Rede Básica (RBNI), e reforços que são reconhecidos como Receitas das melhorias implementadas na Rede Básica (RMEL) — incluindo reforços estruturais, proteção anticorrosiva, substituições relevantes e modernizações em instalações existentes — são tratados como novas unidades de capitalização, com vida útil e depreciação próprias, incorporadas à base de remuneração e remuneradas por receitas específicas. Esse modelo demonstra que a base avaliada por VNR permanece 'blindada' em cada ciclo, enquanto os investimentos posteriores são analisados individualmente e acrescidos como novos blocos de capital regulatório, evidenciando que não há incompatibilidade conceitual entre custo de reposição e o reconhecimento de Sustaining CAPEX.

No que tange à avaliação dos projetos, um total de 27 Notas Técnicas ("NTs") foram analisadas e classificadas em 4 categorias (Extensão de Vida Útil/Restauração de Capacidade, Aumento de Confiabilidade/Performance, Abertura de Mercado, ou Adequação Regulatória). A metodologia adotada pela KPMG consistiu na análise comparativa entre as NTs encaminhadas pela NTS e os entendimentos regulatórios da ANP tais como Reparos em Gasodutos, Campanhas de Inspeção PIG, Classe de Locação entre outros dispêndios que apresentam previsibilidade de reconhecimento pela ANP, por demonstrarem necessidade técnica, prudência, benefício estrutural e vínculo direto com a prestação do serviço regulado. Conforme os itens 220, 221 e 223 da Nota Técnica nº 07/2026, o reconhecimento na BRA requer comprovação de que: (i) os dispêndios são atribuíveis às necessidades atuais do modelo regulatório vigente, gerando benefícios para todos os usuários do sistema de transporte; (ii) não se encontra refletido na valoração por CRN na data-base considerada; e (iii) há

evidência técnica e documental do nexo entre necessidade, solução e custo, demonstrando atendimento ao teste de prudência e necessidade previsto no art. 6º, § 1º, da Resolução ANP nº 991/2026. A análise buscou identificar a coerência técnica e conceitual entre a natureza dos investimentos apresentados e os tipos de investimentos considerados como CAPEX regulatório para fins de revisão tarifária.

Após a avaliação detalhada das NTs e referências regulatórias, a KPMG conclui que a carteira de investimentos incorridos entre 2017-2025 não remunerados apresenta coerência conceitual e regulatória com tipos de investimentos que já foram analisados pela ANP em processos regulatórios relacionados à revisão tarifária e que seriam condizentes com a incorporação destes investimentos à Base Regulatória de Ativos.

No que tange ao **item 223 da NT 7/26**, com relação aos investimentos na categoria “**Classe de Locação 2025**”, aprovado como condicional, a NTS informa que o valor incorrido e capitalizado em 2025, incluído na avaliação da KPMG é de R\$ 15,8 milhões, foi submetido à ANP no âmbito do **Processo SEI 48610.232147/2024-91, por meio da planilha de prestação de contas (SEI 5801865) e dos comprovantes de gastos (SEI 5801866), encaminhados pela Carta NTS 167/2026**. Este valor incorrido foi divulgado na publicação das Demonstrações Financeiras da NTS referente ao quarto trimestre de 2025 (4T25). Tais investimentos transcendem o regime contratual vigente e não constituem passivo acumulado não provisionado nos contratos legados.

As tabelas abaixo apresentam sumários dos investimentos em Sustaining CAPEX entre 2017-2025 ainda não remunerados, segregados por contrato de transporte, bem como objeto ou não da avaliação pela KPMG em virtude do curto espaço de tempo para retorno referente ao tema.

Tabela 3: Sustaining CAPEX Incorrido (Capex Incremental) por Contrato

Valores na data base e moeda Dezembro de 2025

Alocação por Contrato	Incorrido Bruto	%	Incorrido Residual	%
MALHAS SE	687	52%	564	59%
ATIVOS DE SUPORTE (*)	197	15%	121	13%
GASDUC III	149	11%	107	7%
GASTAU	136	10%	106	10%
MALHAS II	134	10%	102	9%
GASPAJ	14	1%	13	1%
Total (**)	1.317	100%	1.013	100%

(*) iniciativas transversais com benefício para toda a malha integrada (ex: SCADA, softwares operacionais, etc.).

(**) Os montantes do Sustaining CAPEX incorrido, entre 2017-2025, capitalizados ainda sem remuneração, na data base e moeda Dezembro de 2025, correspondem a R\$ 1.422 milhões bruto e R\$ 1.065 milhões residual. Deste montante, foram excluídos valores das iniciativas referente à: i) compra SCOMP Mantiqueira (R\$ 73,8 milhões Bruto | R\$ 32 milhões Residual); e ii) Projeto de Regularização de Ativos (ARP)

(R\$ 31 milhões Bruto | R\$ 19,7 milhões Residual), que passaram por modernizações importantes com novos equipamentos e obtenção de AC e AO, como por exemplo, o PE UTE Ibirité, através da AC 129/2017 e AO 502/2021.

Tabela 4: Sustaining CAPEX Incorrido por Contrato, segregado entre avaliados ou não pela KPMG

Valores na data base e moeda Dezembro de 2025

Avaliação KPMG Alocação Contrato	Incorrido Bruto	%	Incorrido Residual	%
Avaliados KPMG	1.069	81%	831	81%
MALHAS SE	601	46%	486	51%
GASDUC III	144	11%	103	7%
GASTAU	119	9%	90	8%
ATIVOS DE SUPORTE (*)	108	8%	82	9%
MALHAS II	88	7%	61	5%
GASPAJ	10	1%	9	1%
Não Avaliados	248	19%	182	19%
ATIVOS DE SUPORTE (*)	89	7%	39	4%
MALHAS SE	86	7%	77	8%
MALHAS II	46	4%	41	4%
GASTAU	17	1%	16	2%
GASDUC III	5	0%	4	0%
GASPAJ	4	0%	4	0%
Total (**)	1.317	100%	1.013	100%

(*) iniciativas transversais com benefício para toda a malha integrada (ex: SCADA, softwares operacionais, etc.).

(**) Os montantes do Sustaining CAPEX incorrido, entre 2017-2025, capitalizados ainda sem remuneração, na data base e moeda Dezembro de 2025, correspondem a R\$ 1.422 milhões bruto e R\$ 1.065 milhões residual. Deste montante, foram excluídos valores das iniciativas referente à: i) compra SCOMP Mantiqueira (R\$ 73,8 milhões Bruto | R\$ 32 milhões Residual); e ii) Projeto de Regularização de Ativos (ARP) (R\$ 31 milhões Bruto | R\$ 19,7 milhões Residual), que passaram por modernizações importantes com novos equipamentos e obtenção de AC e AO, como por exemplo, o PE UTE Ibirité, através da AC 129/2017 e AO 502/2021.

Tabela 5: Sustaining CAPEX Incorrido por Contrato e característica dos investimentos avaliados pela KPMG

Valores na data base e moeda Dezembro de 2025

Avaliação KPMG Agrupamento Característica	MALHAS SE	GASDUC III	GASTAU	MALHAS II	GASPAJ	ATIVOS DE SUPORTE	TOTAL	%
SCC & CAMPANHAS PIG	480		1	3	1		484	45%
REPARO TÚNEL		102	22				123	12%
ABERTURA DE MERCADO						89	89	8%
OVERHAUL	14		55	10			79	7%
CLASSE DE LOCAÇÃO	33	4	9	4	2		51	5%
FITAS DE ADVERTÊNCIA	21	4	1	3	1		30	3%
OBRAS GEOTÉCNICAS E MONITORAMENTO	8	2	5	7	6		27	3%
SOFTWARE OPERACIONAIS						19	19	2%
OUTROS	45	33	26	61	0		166	16%
TOTAL	601	144	119	88	10	108	1.069	100%

Tabela 6: Detalhamento das iniciativas em Sustaining CAPEX avaliadas pela KPMG, focado nas categorias mais representativas

Agrupamento Iniciativas	Justificativas para reconhecimento na BRA
SCC & CAMPANHAS PIG	<p>O risco de Stress Corrosion Cracking (SCC) na malha da NTS somente foi identificado após o rompimento do gasoduto GASPAL, em 2015, não tendo sido contemplado nas tarifas originais dos Contratos Legados, definidas muitos anos antes desse evento. A partir dessa constatação, e com apoio de especialistas independentes — em especial a empresa ROSEN — foi estruturado um plano abrangente de gerenciamento de SCC, envolvendo inspeções com PIG instrumentado, escavações para inspeção direta, troca de revestimentos, modelagens de suscetibilidade e reparos estruturais em trechos críticos. Essas ações utilizam tecnologias avançadas, implicam custos elevados não previstos originalmente e, ao mitigar definitivamente a suscetibilidade dos dutos tratados, contribuem para a extensão de sua vida útil. Trata-se, portanto, de investimentos necessários, não discricionários e não previstos contratualmente, essenciais para garantir a integridade dos ativos e a continuidade segura do transporte de gás.</p>
REPARO TÚNEL	<p>Reparo Túnel GASDUC III: O túnel do GASDUC III, projetado e construído entre 2009 e 2011 como uma estrutura estável às condições geotécnicas então conhecidas, passou a apresentar, a partir de 2017, um quadro de instabilidade não previsto, identificado por inspeções que revelaram deterioração do revestimento, fraturas no maciço rochoso, infiltrações, deslocamentos e suporte estrutural insuficiente. A presença de um gasoduto de grande porte em operação no interior do túnel elevou significativamente a criticidade desses riscos, exigindo da NTS, como operador prudente, a adoção de intervenções estruturais relevantes, não previstas contratualmente e não discricionárias, indispensáveis para mitigar riscos à segurança, preservar a integridade do ativo e assegurar a continuidade do transporte de gás.</p> <p>Reparo Túnel GASTAU: O contrato do GASTAU foi celebrado com base nas condições técnicas, regulatórias e geotécnicas conhecidas à época, sem qualquer indicação de que seriam necessárias intervenções estruturais relevantes durante a fase inicial de operação do túnel. Somente ao longo da operação, por meio de inspeções técnicas rotineiras, foram identificadas condições não previstas, associadas principalmente a falhas no desempenho dos sistemas de drenagem e impermeabilização, que resultaram em infiltrações, umidade persistente e processos acelerados de degradação estrutural e corrosão. A intensidade, extensão e velocidade dessas patologias mostraram-se significativamente superiores às premissas de projeto e só puderam ser caracterizadas com a evolução temporal dos fenômenos, evidenciando sua natureza superveniente e imprevisível. Assim, os investimentos realizados não decorrem de decisão discricionária, mas de necessidade técnica imperativa para restabelecer condições adequadas de segurança, integridade estrutural e confiabilidade operacional do túnel e do gasoduto GASTAU.</p>
OVERHAUL	<p>Os overhauls dos turbocompressores da NTS não estavam previstos nos contratos legados e foram motivados por eventos imprevisíveis e fatores externos, especialmente após a emissão, pelo fabricante Solar, de um Service Bulletin para as turbinas Taurus 70 alertando para risco de despalhetamento — uma falha súbita, sem sinais precursores, com potencial de danos catastróficos. Diante da impossibilidade de prever esse modo de falha e considerando que os overhauls só podem ser realizados na oficina do fabricante nos EUA, a NTS adotou postura prudente, antecipando intervenções inclusive em equipamentos com horas de operação abaixo dos intervalos típicos.</p> <p>Nesse contexto, foram executados três overhauls preventivos (TC-D, TC-B e TC-C em Taubaté), estratégia que se mostrou acertada após a materialização do risco em dois eventos relevantes: o despalhetamento da TC-A em Taubaté (2019) e da TC-C no Vale do Paraíba (2021), ambos com indisponibilidades superiores a seis meses. Adicionalmente, em 2024 ocorreu overhaul da turbina de potência da TC-D em Campos Elíseos devido a falha imprevisível de afastamento de palheta. Assim, os overhauls decorrem de recomendações do fabricante, falhas catastróficas imprevisíveis e medidas preventivas essenciais para preservar a confiabilidade dos ativos e garantir a continuidade segura do transporte de gás, caracterizando investimentos emergenciais e não discricionários.</p>

<p align="center">SOFTWARES ABERTURA DE MERCADO</p>	<p>SCADA: A implantação da infraestrutura de controle operacional pela NTS decorreu do processo de desverticalização (unbundling) do setor de gás natural, que exigiu a segregação estrutural e operacional das atividades de transporte antes integradas à Petrobras/Transpetro. Nesse novo modelo, tornou-se indispensável a criação de um sistema de controle totalmente independente, capaz de assegurar operação segura, confiável e aderente aos requisitos regulatórios, o que demandou investimentos estruturantes em automação, sistemas SCADA com cibersegurança, modernização das estações de compressão, controle de acesso, monitoramento e a implantação de Centros de Controle Operacional principal e de backup. Essa infraestrutura, inexistente no modelo anterior, foi integralmente implantada para viabilizar a atuação da NTS como operadora independente, atendendo aos requerimentos para a abertura de mercado e permitindo a operação remota e centralizada da malha de gasodutos em conformidade com elevados padrões de segurança, confiabilidade e regulação. Estes investimentos não estavam previstos nas premissas originais dos contratos e foram indispensáveis para garantir a transição segura e operação contínua da malha de transporte.</p> <p>POC - Portal de Oferta de Capacidade: A partir de 2019, com o TCC firmado com o CADE e, posteriormente, com a Lei nº 14.134/2021, estabeleceu-se um novo marco regulatório baseado em acesso aberto, transparência, não discriminação e desverticalização. Esse ambiente trouxe a entrada de múltiplos carregadores, aumentando a complexidade da gestão da capacidade e exigindo mecanismos estruturados, auditáveis e isonômicos para oferta e contratação de capacidade. Nesse contexto, tornou-se necessária a implantação do Portal de Oferta de Capacidade (POC), uma infraestrutura digital essencial para garantir transparência, isonomia, rastreabilidade e atendimento às exigências regulatórias. O POC não é uma evolução de sistemas existentes, mas uma solução inédita e diretamente decorrente da transformação regulatória iniciada em 2019 e consolidada em 2021.</p> <p>Connectgas Entrada e Saída: A implantação do ConnectGas não estava prevista nos contratos legados, pois a solução foi concebida apenas após a abertura do mercado de gás natural, iniciada a partir de 2019 e consolidada com o novo modelo regulatório, para permitir a contratação do transporte em um ambiente com múltiplos carregadores — cenário inexistente no contexto original. Com a adoção do modelo de Entrada e Saída e a ampliação de agentes na malha, a operação passou a exigir gestão mais complexa de nominação, programação, alocação, roteamento, balanceamento, titularidade e faturamento, demandando uma plataforma integrada e escalável. À época da assinatura dos contratos, não havia base regulatória ou operacional que permitisse antecipar essa complexidade. Assim, o ConnectGas configura uma necessidade técnica identificada após a mudança do ambiente de mercado, sendo essencial para garantir eficiência, rastreabilidade, conformidade e a própria viabilização da contratação do transporte no novo modelo.</p>
<p align="center">CLASSE DE LOCAÇÃO</p>	<p>Uma parcela relevante dos investimentos na malha de gasodutos da NTS decorre de mudanças supervenientes na classe de locação ao longo de determinados trechos, motivadas principalmente pelo crescimento urbano e pelo adensamento populacional em áreas originalmente pouco ocupadas, fatores alheios ao controle da companhia e inexistentes à época do projeto e construção dos dutos. Essas alterações, conforme os critérios das normas técnicas aplicáveis (ASME B31.8 e Manual de Classe de Locação da ANP), impõem a realização de estudos de engenharia e a implementação de medidas mandatórias de mitigação de risco, como substituição de trechos, testes hidrostáticos, troca de revestimentos, proteção mecânica, sinalização adicional e, quando necessário, revisão de critérios operacionais. Tais investimentos são essenciais, não discricionários e de origem não gerenciável, sendo indispensáveis para manter os níveis de risco dentro do princípio ALARP, assegurar a integridade dos ativos, a segurança das comunidades adjacentes e o pleno atendimento às obrigações regulatórias.</p>
<p align="center">FITAS DE ADVERTÊNCIA</p>	<p>Os investimentos em sinalização de faixa de dutos decorrem do aumento das derivações clandestinas ao longo da fase operacional, caracterizadas por intervenções criminosas que, entre 2016 e 2025, totalizaram cerca de 915 incidentes no Brasil. Diante desse histórico de violações intencionais ou acidentais, a sinalização tornou-se uma medida preventiva essencial para indicar a presença das infraestruturas, desestimular ações indevidas e reduzir riscos à integridade dos dutos, à segurança das pessoas e ao meio ambiente. Assim, esses investimentos configuram um fenômeno superveniente, imprevisível e externo às premissas originais contratuais. Embora não previstos inicialmente, são necessários e não discricionários para garantir a segurança operacional, preservar a integridade dos ativos e assegurar conformidade com as melhores práticas do setor.</p>

<p>OBRAS GEOTÉCNICAS E MONITORAMENTO</p>	<p>Os contratos de transporte da NTS, firmados entre 2006 e 2009, foram estruturados com base nas condições técnicas e geotécnicas então conhecidas, não havendo histórico ou evidências que indicassem a necessidade futura de intervenções geotécnicas estruturais de grande porte. Apenas durante a fase operacional, com inspeções mais detalhadas e evolução do monitoramento, foram identificadas instabilidades relevantes e anteriormente não detectáveis, distintas de processos usuais e previsíveis.</p> <p>Essas condições envolveram fenômenos geotécnicos complexos, com risco à integridade dos dutos, demandando obras estruturais como solo grampeado, adequação de leiras e taludes, contenção de erosões em margens de rios, drenagem, estabilização de solo e cercamento de instalações áreas e contenção de margens, exemplificadas por intervenções realizadas no GASCAR, GASBEL I, GASBEL II, GASTAU, GASPAJ e GASPAL entre 2020 e 2024. Tais investimentos configuram fatos supervenientes, imprevisíveis e não contemplados nas premissas contratuais ou tarifárias, caracterizando-se como extraordinários, não discricionários e essenciais para assegurar a operação segura e contínua da malha.</p>
<p>SOFTWARE OPERACIONAIS</p>	<p>Software de Simulação em Tempo Real (RTTM): A implantação do sistema de Simulação em Tempo Real (RTTM) resultou da mudança estrutural no contexto operacional da malha de gasodutos após a abertura do mercado de gás natural, que introduziu múltiplos carregadores com perfis distintos de nominação, maior variabilidade de vazão, alterações na composição do gás e necessidade ampliada de coordenação operacional — fatores inexistentes na época da assinatura dos contratos legados.</p> <p>Assim, o RTTM foi adotado como resposta técnica a essa nova realidade, incorporando recursos como simulação termo-hidráulica em tempo real, rastreamento de composição, previsões operacionais, simulação de cenários, acompanhamento de PIGs e apoio à detecção de vazamentos. Tais funcionalidades não eram requisitos nem podiam ser dimensionadas no ambiente contratual vigente à época da assinatura dos contratos.</p> <p>Software de Análise de Riscos: O investimento em um sistema dedicado de gestão de riscos de gasodutos não estava previsto na tarifa dos contratos legados, pois sua necessidade surgiu apenas após mudanças estruturais no setor e da evolução dos riscos operacionais ao longo do tempo. Quando os contratos foram firmados (2006–2009), a operação dutoviária era verticalizada e a gestão de riscos ocorria de forma integrada, sem demanda por ferramentas específicas. Com o novo marco regulatório e o processo de desverticalização, operadores independentes como a NTS passaram a assumir integralmente a gestão de integridade, exigindo soluções especializadas e alinhadas às melhores práticas internacionais. Além disso, novos fatores de risco se materializaram somente após o início da operação — como stress corrosion cracking (a partir de 2015), mudanças na classe de locação e aumento de derivações clandestinas que, entre 2016 e 2025, totalizaram cerca de 915 incidentes no Brasil, elevando significativamente a complexidade da gestão. Assim, tornou-se necessária a adoção de uma plataforma capaz de realizar avaliações quantitativas conforme referências como a CSA Z662, garantindo precisão na identificação de segmentos críticos e na priorização de mitigação. A ausência de tal ferramenta comprometeria a tomada de decisão e a segurança da malha. Portanto, trata-se de um investimento superveniente, não contemplado nos contratos originais e decorrente do novo ambiente regulatório e operacional.</p>

2.3.3.2 Resultados da Revisão ANP - Exclusão de Ativos

Nesta seção apresentamos os devidos esclarecimentos quanto aos ativos que a Agência sugere exclusão em sua NT 07/2026. Adicionalmente, a NTS informa que o ativo “*Linepack*” incorrido no ano de 2022, com a devida aprovação da ANP, não está refletido na valoração da BRA via CRN. Este ativo é tratado em fluxo separado como tarifa incremental (tarifa de empacotamento).

(i) **SCOMP Mantiqueira**

Quanto à exclusão da SCOMP Mantiqueira, indicada no item 72 da NT 07/2026, esclarecemos que não se trata de um serviço contratado, mas sim da aquisição de uma Estação de Compressão, ativo imprescindível à prestação do serviço de transporte, conforme Autorização 622⁴, de 08/10/2010, **adquirido pela NTS em fevereiro de 2020**, como consta na Demonstração Financeira de 2020 e na documentação da compra, evidenciada no Anexo 4, cuja decisão pela internalização teve como objetivo o incremento de eficiência de custos operacionais. Trata-se, portanto, da aquisição pela NTS da Estação de Compressão de Mantiqueira denominada “SCOMP Mantiqueira” (antes desta aquisição tratava-se de um aluguel pelo Serviço de Compressão).

Dessa forma, por se tratar de ativo efetivamente em uso e essencial à adequada prestação do serviço de transporte, a NTS apresenta documentos anexos que comprovam os fatos relatados e **solicita a inclusão do referido ativo na Base Regulatória de Ativos do Ciclo Tarifário 2026-2030** conforme Anexo 12, que calcula o valor conforme metodologia definida.

(ii) **PR GNL**

No item 86 da NT 07/2026, subseção “Passo 1 – Exclusão de Ativos de Outros Contratos”, esta Agência cita que o investimento Ponto de Recebimento de GNL Baía de Guanabara refere-se ao contrato legado Malhas II, que, por sua vez, já contém cláusulas e dispositivos que disciplinam ampliações e intervenções nos pontos de recebimento e de entrega pertencentes às suas infraestruturas. A Agência afirma também que a inclusão desses investimentos na BRA do Contrato Malhas Sudeste (“Malha SE”) implicaria a incorporação de ativos vinculados a outros contratos em uma base de remuneração que não lhes é pertinente.

Sobre este item compete à NTS esclarecer que:

⁴ Autorização nº 622, de 08.10.2010: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-622-2010>

- Em 20 de abril de 2023, no âmbito do processo 48610.211609/2022-74, por meio da carta NTS 081/2023 (SEI 3000663), esta transportadora enviou o Aditivo nº 16 ao GTA Malha SE (SEI 3000664), referente à Adequação do PR GNL Baía de Guanabara;
- Em 28 de agosto de 2023, no âmbito do processo 48610.227949/2023-06, a NTS protocolou a carta NTS 175/2023 (SEI 3342789), por meio da qual encaminhou novamente, entre outros documentos, o Aditivo nº 16 ao GTA Malha SE (SEI 3342798), referente ao investimento supracitado;
- Em 07 de janeiro de 2025, por meio do Ofício nº 100/2025/SIM-CAT/SIM/ANP-RJ (SEI 4697993), a minuta do aditivo supracitado foi aprovada por esta Agência; e
- O ativo obteve autorização de operação a partir de novembro/2023, conforme Autorização 8575, de 06/11/2023.

Portanto, uma vez que **os investimentos realizados no ativo PR GNL compõem o conjunto de ativos do contrato Malha SE**, conforme acima exposto, **a NTS solicita a inclusão** do referido ativo na Base Regulatória de Ativos do Ciclo Tarifário 2026-2030 e apresenta os valores residuais e corrigidos do bem, conforme aprovação por meio da AO citada acima com base nos valores de construção, conforme Anexo 12.

2.3.3.3 Necessidade de Inclusão de Ativos

Adicionalmente ao adequado tratamento dos ativos acima indicados e que devem ser incluídos na BRA da NTS, também precisam ser considerados os projetos Sistema de Medição do GASDUC III e Scraper do Ramal 16”, cuja prestação de contas já foi enviada para ANP e cuja capitalização depende apenas da emissão da Autorização de Operação por esta Agência.

(i) **Sistema de Medição do GASDUC III**

A NTS obteve a autorização de construção da adequação das instalações da Estação de Medição (EMED) de gás natural do gasoduto GASDUC III, localizada na EDG Campos Elíseos, por meio da Autorização 022/2024⁶.

⁵ Autorização nº 857, de 06.11.2003: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-857-2023>

⁶ Autorização nº 022, de 16.01.2024: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-22-2024>

Posteriormente, no âmbito do Processo SEI nº 48610.224537/2025-78, a NTS solicitou a Autorização de Operação da instalação supracitada, pendente apenas a análise e outorga da Agência. Por meio da Carta NTS 128/2025 (SEI 5778490), a NTS encaminhou a planilha de prestação de contas e comprovação dos gastos incorridos, visando seu reconhecimento na BRA.

Portanto, uma vez que **a comprovação e prestação de contas dos investimentos realizados no ativo do sistema de medição do GASDUC III** foram enviados para ANP e estão em trâmites finais de capitalização, pendente apenas a obtenção da autorização de operação junto à ANP, conforme acima exposto, **a NTS solicita a inclusão** do referido ativo na Base Regulatória de Ativos do Ciclo Tarifário 2026-2030.

(ii) **Scraper do Ramal 16”**

Por meio do Processo SEI nº 48610.202856/2022-80, a NTS encaminhou a documentação solicitada pela Agência referente ao Projeto, dentre eles a planilha de prestação de contas e comprovação dos gastos incorridos, através da Carta NTS 200/2025 (SEI 4969788), sendo reforçada na Carta NTS 454/2025 (SEI 5256168), no âmbito do Processo SEI nº 48610.220161/2025-22.

Portanto, uma vez que **a comprovação e prestação de contas dos investimentos realizados no scraper do Ramal 16”** foram enviados para ANP e estão em trâmites finais de capitalização, pendente a aprovação junto à ANP, conforme acima exposto, **a NTS solicita a inclusão** do referido ativo na Base Regulatória de Ativos do Ciclo Tarifário 2026-2030.

2.3.3.4 Divergências na data de entrada em Operação dos Ativos

No item 57 da NT 07/2026, esta Agência indica que procedeu revisão metodológica sobre a avaliação de “Valor de Reposição a Novo” (VRN) realizada pela KPMG, no que se refere à depreciação regulatória com base na idade de operação de cada ativo. Considerando a aplicação do método VNR, idealmente, o componente de depreciação deve refletir a capacidade de serviço ou condição do ativo existente. A aplicação da depreciação nesta metodologia envolve julgamento e merece avaliação criteriosa, a fim de evitar a aplicação de taxas que exagerem ou subestimem o nível de depreciação adequada para o ativo, afetando diretamente a eficiência econômica tão buscada pela metodologia.

Nesse sentido, e considerando as informações apresentadas pela ANP na planilha “Valor de Reposição Depreciado referente à NTS” (SEI 5760112), documento relacionado na Consulta Pública 03/2016, a

NTS destaca a necessidade de revisão, por esta Agência, do período de entrada em operação dispostos para os seguintes ativos:

- a. ERP Guararema I: a instalação mencionada é uma estação de redução de pressão do gás proveniente do GASBOL permitindo a entrada do gás dentro da PMOA do GASPAL I, onde a instalação tornou-se operacional a partir de 29 de janeiro de 1999, momento em que o GASBOL obteve a autorização de operação, conforme AO 013/1999⁷. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 29/01/1999**, em substituição à informação de "jan/88", anteriormente registrada na planilha da Agência.
- b. PTE Barbacena: a instalação obteve autorização de construção em 19 de julho de 2002, por meio da Autorização 190/2002⁸, e autorização de operação em 06 de janeiro de 2003, conforme Autorização 012/2003⁹. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 06/01/2003**, em substituição à informação de "jan/96", anteriormente registrada na planilha da Agência.
- c. PTE Barra Mansa II: a instalação obteve autorização de construção em 28 de agosto de 2012, por meio da Autorização 388/2012¹⁰, e autorização de operação em 17 de fevereiro de 2014, conforme Autorização 073/2014¹¹. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 17/02/2014**, em substituição à informação de "jan/88", anteriormente registrada na planilha da Agência.
- d. PTE Betim II: a instalação obteve autorização de construção em 16 de junho de 2009, por meio da Autorização 312/2009¹², e autorização de operação em 27 de abril de 2010, conforme Autorização 208/2010¹³. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 27/04/2010**, em substituição à informação de "jan/96", anteriormente registrada na planilha da Agência.
- e. PTE Brumadinho: a instalação obteve autorização de construção em 10 de novembro de 2008, por meio da Autorização 490/2008¹⁴, e autorização de operação em 24 de setembro de 2009,

⁷ Autorização nº 013, de 03.02.1999: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-13-1999>

⁸ Autorização nº 190, de 19.07.2002: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-190-2002>

⁹ Autorização nº 012, de 06.01.2003: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-12-2003>

¹⁰ Autorização nº 388, de 22.08.2012: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-388-2012>

¹¹ Autorização nº 073, de 17.02.2014: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-73-2014>

¹² Autorização nº 312, de 16.06.2009: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-312-2009>

¹³ Autorização nº 208, de 27.04.2010: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-208-2010>

¹⁴ Autorização nº 490, de 10.11.2008: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-490-2008>

conforme Autorização 447/2009¹⁵. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 24/09/2009**, em substituição à informação de "jan/96", anteriormente registrada na planilha da Agência.

- f. PTE Caçapava: a instalação obteve autorização de construção em 27 de setembro de 2011, por meio da Autorização 439/2011¹⁶, e autorização de operação em 24 de outubro de 2012, conforme Autorização 487/2012¹⁷. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 24/10/2012**, em substituição à informação de "jul/08", anteriormente registrada na planilha da Agência.
- g. PTE Capuava: no passado, a instalação supracitada necessitou de uma completa reconstrução e modernização com novos equipamentos, como exposto na documentação de engenharia contida no Anexo 5, tendo a instalação anterior sido desativada e desmontada. Para permitir a reconstrução e operação do PTE, foi obtida a autorização de construção em 27 de novembro de 2003, por meio da Autorização 259/2003¹⁸, e autorização de operação em 27 de novembro de 2012, conforme Autorização 537/2012¹⁹. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 27/11/2012**, em substituição à informação de "jan/88", anteriormente registrada na planilha da Agência.
- h. PTE Cidade do Aço: a instalação obteve autorização de construção em 07 de abril de 2011, por meio da Autorização 164/2011²⁰, e autorização de operação em 09 de julho de 2012, conforme Autorização 323/2012²¹. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 09/07/2012**, em substituição à informação de "jan/88", anteriormente registrada na planilha da Agência.
- i. PTE Cruzeiro: conforme documentação de engenharia original da instalação, apresentada no Anexo 6, o *as built* ("conforme construído" ou "conforme a obra") indica que o término da construção foi em fev/1998, ou seja, demonstra que o ativo foi implantado em momento posterior ao início de operação do GASPAL. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação**

¹⁵ Autorização nº 447, de 24.09.2009: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-447-2009>

¹⁶ Autorização nº 439, de 27.09.2011: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-439-2011>

¹⁷ Autorização nº 487, de 24.10.2012: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-487-2012>

¹⁸ Autorização nº 259, de 27.11.2003: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-259-2003>

¹⁹ Autorização nº 537, de 27.11.2012: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-537-2012>

²⁰ Autorização nº 164, de 07.04.2011: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-164-2011>

²¹ Autorização nº 323, de 09.07.2012: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-323-2012>

da data de entrada em operação, minimamente, para 23/02/1998, em substituição à informação de "jan/88", anteriormente registrada na planilha da Agência.

- j. PTE Japeri I: a instalação obteve autorização de construção em 18 de setembro de 2001, por meio da Autorização 161/2001²² e autorização de operação em 24 de setembro de 2001, conforme Autorização 169/2001²³. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 24/09/2001**, em substituição à informação de "jan/86", anteriormente registrada na planilha da Agência.
- k. PTE Japeri II: a instalação obteve autorização de construção em 15 de março de 2010, por meio da Autorização 125/2010²⁴ e autorização de operação em 12 de julho de 2012, conforme Autorização 328/2012²⁵. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 12/07/2012**, em substituição à informação de "fev/08", anteriormente registrada na planilha da Agência.
- l. PTE Juiz de Fora: no passado, a instalação supracitada necessitou de uma completa reconstrução e modernização com novos equipamentos, como exposto na documentação de engenharia contida no Anexo 7, tendo a instalação anterior sido desativada e desmontada. Para permitir a reconstrução e operação do PTE, foi obtida a autorização de construção em 18 de novembro de 2003, por meio da Autorização 256/2003²⁶, e autorização de operação em 05 de novembro de 2012, conforme Autorização 512/2012²⁷. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 05/11/2012**, em substituição à informação de "jan/96", anteriormente registrada na planilha da Agência.
- m. PTE Lorena: conforme documentação de engenharia original da instalação, apresentada no Anexo 8, o *as built* ("conforme construído" ou "conforme a obra") indica que o término da construção foi em fev/1998, ou seja, demonstra que o ativo foi implantado em momento posterior ao início de operação do GASPAL. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação, minimamente, para 23/02/1998**, em substituição à informação de "jan/88", anteriormente registrada na planilha da Agência.

²² Autorização nº 161, de 18.09.2001: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-161-2001>

²³ Autorização nº 169, de 24.09.2001: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-169-2001>

²⁴ Autorização nº 125, de 15.03.2010: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-125-2010>

²⁵ Autorização nº 328, de 12.07.2012: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-328-2012>

²⁶ Autorização nº 256, de 18.11.2003: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-256-2003>

²⁷ Autorização nº 512, de 05.11.2012: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-512-2012>

- n. PTE Paracambi: a instalação obteve autorização de operação em 03 de agosto de 2004, conforme Autorização 236/2004²⁸. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 03/08/2004**, em substituição à informação de "jan/86", anteriormente registrada na planilha da Agência.
- o. PTE Piraí: no passado, a instalação supracitada necessitou de uma completa reconstrução e modernização com novos equipamentos, como exposto na documentação de engenharia contida no Anexo 9, tendo a instalação anterior sido desativada e desmontada. Para permitir a reconstrução e operação do PTE, foi obtida a autorização de construção em 03 de agosto de 2004, por meio da Autorização 233/2004²⁹, e autorização de operação em 30 de outubro de 2012, conforme Autorização 498/2012³⁰. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 30/10/2012**, em substituição à informação de "jan/86", anteriormente registrada na planilha da Agência.
- p. PTE RECAP II: a instalação obteve autorização de construção em 16 de agosto de 2010, por meio da Autorização 509/2010³¹, e autorização de operação em 08 de fevereiro de 2012, conforme Autorização 058/2012³². Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 08/02/2012**, em substituição à informação de "jan/88", anteriormente registrada na planilha da Agência.
- q. PTE/PTR REDUC: no passado, a instalação supracitada necessitou de uma completa reconstrução e modernização com novos equipamentos, tendo a instalação anterior sido desativada e desmontada. Para permitir a reconstrução do PTE, foi obtida a autorização de construção em 30 de março de 2017, por meio da Autorização 127/2017³³. Por meio do Ofício nº 112/2019/SIM-COI/SIM (SEI 0176005), de 02 de abril de 2019, a ANP informou o atendimento as exigências necessárias, bem como apresentou que permaneceria válida a autorização de operação, de 24 de outubro de 2017, conforme Autorização 708/2017³⁴. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para**

²⁸ Autorização nº 236, de 03.08.2004: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-236-2004>

²⁹ Autorização nº 233, de 03.08.2024: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-233-2004>

³⁰ Autorização nº 498, de 30.10.2012: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-498-2012>

³¹ Autorização nº 509, de 16.08.2010: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-509-2010>

³² Autorização nº 058, de 08.02.2012: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-58-2012>

³³ Autorização nº 127, de 30.03.2017: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-127-2017>

³⁴ Autorização nº 708, de 24.10.2017: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-708-2017>

02/04/2019, em substituição à informação de "jan/86", anteriormente registrada na planilha da Agência.

- r. PTE Resende II: a instalação obteve autorização de construção em 31 de março de 2011, por meio da Autorização 156/2011³⁵, e autorização de operação em 02 de julho de 2012, conforme Autorização 313/2012³⁶. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 02/07/2012**, em substituição à informação de "jul/08", anteriormente registrada na planilha da Agência.
- s. PTE REVAP II: a instalação obteve autorização de construção em 25 de maio de 2009, por meio da Autorização 262/2009³⁷, e autorização de operação em 22 de janeiro de 2010, conforme Autorização 042/2010³⁸. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 22/01/2010**, em substituição à informação de "jan/88", anteriormente registrada na planilha da Agência.
- t. PTE São Bernardo do Campo: a instalação obteve autorização de construção em 21 de fevereiro de 2002, por meio da Autorização 037/2002³⁹, e autorização de operação em 25 de outubro de 2013, conforme Autorização 809/2013⁴⁰. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 25/10/2013**, em substituição à informação de "jan/93", anteriormente registrada na planilha da Agência.
- u. PTE São Brás do Suaçuí II: a instalação obteve autorização de construção em 29 de abril de 2009, por meio da Autorização 201/2009⁴¹, e autorização de operação em 12 de abril de 2010, conforme Autorização 181/2010⁴². Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 12/04/2010**, em substituição à informação de "jan/96", anteriormente registrada na planilha da Agência.
- v. PTE Suzano: no passado, a instalação supracitada necessitou de uma completa reconstrução e modernização com novos equipamentos, como exposto na documentação de engenharia contida no Anexo 10, tendo a instalação anterior sido desativada e desmontada. Para permitir

³⁵ Autorização nº 156, de 31.03.2011: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-156-2011>

³⁶ Autorização nº 313, de 02.07.2012: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-313-2012>

³⁷ Autorização nº 262, de 25.05.2009: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-262-2009>

³⁸ Autorização nº 042, de 22.01.2010: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-42-2010>

³⁹ Autorização nº 037, de 21.02.2002: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-37-2002>

⁴⁰ Autorização nº 809, de 25.10.2013: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-809-2013>

⁴¹ Autorização nº 201, de 29.04.2009: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-201-2009>

⁴² Autorização nº 181, de 12.04.2010: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-181-2010>

a reconstrução e operação do PTE, foi obtida a autorização de construção em 23 de janeiro de 2004, por meio da Autorização 007/2004⁴³, e autorização de operação em 18 de novembro de 2004, conforme Autorização 396/2004⁴⁴. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 18/11/2004**, em substituição à informação de "jan/88", anteriormente registrada na planilha da Agência.

- w. PTE Taubaté: conforme documentação de engenharia original da instalação, apresentada no Anexo 11, o *as built* ("conforme construído" ou "conforme a obra") indica que o término da construção foi em fev/1998, ou seja, demonstra que o ativo foi implantado em momento posterior ao início de operação do GASPAL. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação, minimamente, para 23/02/1998**, em substituição à informação de "jan/88", anteriormente registrada na planilha da Agência.
- x. PTE Termorio I (UTE GLB): a instalação obteve autorização de operação em 03 de agosto de 2004, conforme Autorização 237/2004⁴⁵. Cabe ressaltar que a térmica entrou em operação apenas em 05 de novembro de 2004, considerando a origem de combustível como fóssil. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 03/08/2004**, em substituição à informação de "jan/86", anteriormente registrada na planilha da Agência.
- y. PTE UTE Cubatão (UTE Euzébio Rocha): a instalação obteve autorização de construção em 02 de fevereiro de 2007, por meio da Autorização 014/2007⁴⁶, e autorização de operação em 24 de julho de 2009, conforme Autorização 361/2009⁴⁷. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 24/07/2009**, em substituição à informação de "jan/93", anteriormente registrada na planilha da Agência.
- z. PTE UTE Ibitaré (UTE Aureliano Chaves): o ramal para atendimento a essa instalação obteve autorização de construção em 12 de dezembro de 2001, por meio da Autorização 212/2001⁴⁸, e autorização de operação em 27 de fevereiro de 2002, conforme Autorização 040/2002⁴⁹. No entanto, posteriormente, o PTE UTE Ibitaré necessitou de uma modernização com novos

⁴³ Autorização nº 007, de 23.01.2004: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-7-2004>

⁴⁴ Autorização nº 396, de 18.11.2004: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-396-2004>

⁴⁵ Autorização nº 237, de 03.08.2004: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-237-2004>

⁴⁶ Autorização nº 014, de 02.02.2007: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-14-2007>

⁴⁷ Autorização nº 361, de 24.07.2009: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-361-2009>

⁴⁸ Autorização nº 212, de 12.12.2001: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-212-2001>

⁴⁹ Autorização nº 040, de 27.02.2002: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-40-2002>

equipamentos, sendo obtida a autorização de construção em 30 de março de 2017, por meio da Autorização 129/2017⁵⁰, e autorização de operação em 24 de agosto de 2021, conforme Autorização 502/2021⁵¹. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 24/08/2021**, em substituição à informação de "jan/86", anteriormente registrada na planilha da Agência.

aa. PTE UTE Juiz de Fora (Igrejinha): a instalação obteve autorização de construção em 11 de setembro de 2001, por meio da Autorização 157/2001⁵², e autorização de operação em 21 de novembro de 2001, conforme Autorização 200/2001⁵³. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 21/11/2001**, em substituição à informação de "jan/96", anteriormente registrada na planilha da Agência.

bb. PTE/PTR Interconexão Guararema I (GASPAL >> GASBOL): a instalação mencionada é uma interconexão entre transportadores, conectando o gasoduto GASPAL ao gasoduto GASBOL, tornando-se operacional a partir de 29 de janeiro de 1999, momento em que o GASBOL obteve a autorização de operação, conforme Autorização 013/1999⁵⁴. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 29/01/1999**, em substituição à informação de "jan/88", anteriormente registrada na planilha da Agência.

cc. GASCAR: o duto obteve a autorização de operação em 16 de julho de 2008, conforme Autorização 274/2008⁵⁵. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 16/07/2008**, em substituição à informação de "jul/08", anteriormente registrada na planilha da Agência, visto que a ANP está considerando no cálculo a data de "01/07/2008", que reflete uma diferença material na "vida útil expirada", e conseqüentemente no "valor residual corrigido".

dd. Ramal 16" (Anel de Gás): o duto obteve a autorização de construção em 11 de outubro de 2010, por meio da Autorização 632/2010⁵⁶, com detalhamento das informações no sumário do projeto exposto no Despacho 1.148/2010⁵⁷, e a autorização de operação em 14 de fevereiro

⁵⁰ Autorização nº 129, de 30.03.2017: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-129-2017>

⁵¹ Autorização nº 502, de 24.08.2021: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-502-2021>

⁵² Autorização nº 157, de 11.09.2001: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-157-2001>

⁵³ Autorização nº 200, de 21.11.2001: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-200-2001>

⁵⁴ Autorização nº 013, de 03.02.1999: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-13-1999>

⁵⁵ Autorização nº 274, de 16.07.2008: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-274-2008>

⁵⁶ Autorização nº 632, de 11.10.2010: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-632-2010>

⁵⁷ Despacho nº 1.448, de 09.09.2010: <https://atosoficiais.com.br/anp/despacho-n-1448-2010>

de 2013, conforme Autorização 163/2013⁵⁸. Dessa forma, torna-se necessária a **retificação da data de entrada em operação para 14/02/2013**, em substituição à informação de “jan/82”, anteriormente registrada na planilha da Agência.

2.3.3.5 Resultado da Proposta de Valoração de BRA pelo CNR

Diante do acima exposto, a NTS apresenta no **Anexo 12, a valoração BRA pelo método CNR já incorporando os ajustes** indicados neste documento, **no valor de 5.389 milhões de reais** (posição 31/12/2025 e moeda dez/2025).

⁵⁸ Autorização nº 163, de 14.02.2013: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-163-2013>

3 Gastos Operacionais (OPEX)

3.1 Alocação de Custos entre Regime Regulado e Contratos Legados

O item 155 da NT 07/2026 indica que a coexistência do regime regulado e de contratos legados exige uma segregação de custos. Nesse sentido, a NTS esclarece sua proposta de O&M e G&A apresentada no âmbito do Ciclo Tarifário 2026-2030, considerou a devida segregação entre os contratos legados que permanecem vigentes e o regime regulado.

Esta segregação foi realizada a partir do critério de rateio por quilômetro de rede para todos os itens de O&M e G&A cuja alocação direta não é viável. Isso ocorre devido à natureza integrada de muitos destes serviços que são contratados de forma conjunta para toda a malha, trazendo otimização na gestão desses contratos e maior eficiência em custo, não podendo ser individualizados por métricas operacionais que permitam atribuí-los com precisão a ativos específicos da malha. Dessa forma, o rateio dos custos por quilômetro torna-se o método mais adequado e tecnicamente justificável.

A proposta apresentada pela NTS não incluiu, em sua projeção de O&M e G&A, quaisquer valores referentes aos custos associados aos contratos legados que permanecem vigentes, como o GASTAU e Malhas II. Os custos de OPEX (O&M e G&A) associados a cada contrato apenas são incorporados ao ciclo tarifário à medida que o respectivo contrato legado expira.

Tabela 7: Contratos Legados e suas respectivas datas de vencimento

GTA Legado	Data do Vencimento
Malhas SE	31/12/2025
Malhas SE II	13/10/2031
Gaspaj	14/01/2030
Gasduc III	11/11/2030
Gastau	30/11/2031

Nesse sentido, no cálculo tarifário para o ano de 2030 é imprescindível que os gastos referentes aos contratos GASDUC III e GASPAJ sejam considerados de forma proporcional ao prazo remanescente até o término de suas vigências. Caso essa inclusão não ocorra neste momento, a NTS ressalta a importância de haver uma indicação clara e transparente desta Agência sobre quando ocorrerá o reembolso dos custos associados ao encerramento destes contratos no processo de revisão tarifária 2026–2030.

3.2 Direcionadores de Custo e Complexidade de alocação de custo direto nos ativos.

Os custos operacionais associados às atividades de manutenção e suporte operacional da NTS não são, em grande parte, diretamente atribuíveis a ativos específicos, em função da natureza integrada dos serviços contratados e executados na malha de transporte.

Diversos contratos de manutenção e suporte operacional são estruturados para atendimento transversal da infraestrutura, contemplando simultaneamente múltiplos ativos e instalações ao longo do sistema. Por uma questão de eficiência de contratação, a maior parte dos contratos para aquisição de materiais e prestação de serviços da companhia são firmados de forma a contemplar vários ativos, e não individualmente, buscando assim otimização na gestão desses contratos e maior eficiência em custo.

Uma alocação de custo direta por ativo, exigiria em sua maior parte uma repactuação de diversos contratos firmado pela NTS com seus fornecedores, redesenho de processos interno de gestão e implementação de sistemas, que certamente levaria a um incremento de custo, sem contraparte de ganhos efetivos para gestão da companhia.

Ainda assim, pela natureza integrada do sistema da NTS, mesmo se implementado os avanços supramencionados, existiria ainda uma parcela relevante dos custos expostos à lógica de rateio, fruto da impossibilidade de alocação direta nos ativos, conforme exemplos a seguir: custos administrativos, centro de controle, sistema SCADA, custos com seguros, consultoria especializada, sistemas de infraestrutura geral, sistemas de TI, locação de veículos e outros custos.

Nesse contexto, a adoção de metodologia de rateio para alocação desses custos reflete a natureza compartilhada dos recursos empregados na manutenção da malha de transporte, permitindo uma distribuição proporcional dos dispêndios entre os ativos beneficiados. Essa abordagem assegura coerência na apropriação dos custos operacionais e melhor aderência à lógica sistêmica da operação e manutenção da infraestrutura de transporte.

Diante de tais circunstâncias e complexidade, a NTS avaliou alguns critérios de rateio a fim de estabelecer uma regra de alocação que fosse:

- Tecnicamente consistente,
- Verificável,
- Auditável pela ANP e
- Aderente à realidade operacional da NTS.

3.2.1 Critério de Rateio: Estudo Técnico

A NTS, através da realização de um estudo interno para avaliar a viabilidade técnica e efetividade prática da alocação direta dos custos nos ativos da Companhia, constatou que:

- (i) 14% dos custos puderam ser alocados de forma direta nos ativos existentes;
- (ii) 57% dos custos foram segregados através da criação de métricas de rateio específicas de acordo com a natureza operacional da atividade;
- (iii) 29% restante dos custos estavam relacionados a rede de transporte como um todo, sendo necessário a realização de rateio geral entre os ativos.

A alocação direta por ativo existente foi possível de ser realizada apenas nas categorias relacionadas aos serviços e contratos específicos em turbocompressores ou motocompressores, tais como serviços de compressão, assistência técnica, rotodinâmica, monitoramentos e inspeções.

Outros custos seguiram métricas de rateio específicas, criadas por este estudo. Estes seguiram premissas e classificações de custos tais como:

- Custos em centro de custo da Base operacional associada: Rateio entre os ativos atendidos pela base;
- Custos com Integridade: Rateio por km de gasoduto por base ou em dutos específicos;
- Direito de Passagem: rateio proporcional ao custo em compartilhamento, cessão e área e a quilometragem do duto na faixa;
- Cruzamento de Faixa: Rateio por quilometragem;
- Sistema SCADA: Rateio proporcional ao nº de TAGS de Telecomunicação de cada ativo;
- Medição: rateio nos pontos de entrada e saída.

Por sua vez, custos indicados abaixo foram considerados no rateio geral homogêneo por todos os ativos da rede de transporte:

- Aluguel de salas, equipamentos e veículos;
- Treinamentos e consultorias;
- Viagens, alimentação e combustível;
- Faciliteis, manutenção predial e internet;
- Estudos e Projetos;
- Folha Operacional.

Ao final da alocação de todos os custos nos ativos da rede de transporte, os custos por ativo de cada Contrato Legado foram somados e o total por contrato proporcionalizado, resultando em:

Tabela 8: Cenário de Rateio Estudo Técnico

GTA Legado	Rateio
MALHA SE	65%
MALHA II	19%
GASDUC III	7%
GASTAU	7%
GASPAJ	2%
Total	100%

O resultado desse estudo, evidenciou a baixa efetividade de apropriação direta dos custos operacionais e ratificou que os custos do sistema de transporte de gás natural da NTS são majoritariamente compartilhados entre os diversos ativos, devido à natureza integrada das operações e dos contratos e serviços associados. Os números apresentados atestam a inviabilidade de aplicação de critério de apropriação direta dos custos, por sua baixa efetividade.

3.2.2 Critério de Rateio: Predominância física e operacional do Malhas SE

Conforme atestado na seção anterior, a baixa praticidade e efetividade da alocação do custo direto, levou a companhia a testar outra regra de rateio que pudesse de alguma forma refletir a melhor absorção de custos pelos ativos.

Assim, foi testado um cenário de rateio físico por extensão de dutos e distribuição de instalações em cada Contrato Legado.

Os grupos de ativos e suas respectivas quantidades foram definidos conforme exposto em relatório no site da NTS (<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/ea6d235f-ebee-4bf5-82bc-6bc5698718c1/d279caa2-5e73-65cc-1c63-c5dca9a83c4a?origin=2>) e alocados nos 5 Contratos Legados:

Tabela 9: Instalações por Contrato Legado

GTA Legado	Duto ¹	PS	PE ¹	ERP	ECOMP	SCOMP ²
Malhas SE	1.265 Km	41	6	5	1	2
Malhas SE II	411 Km	4	0	3	2	0
GASPAJ	94 Km	1	1	0	0	0
GASDUC	180 Km	2	2	0	0	0
GASTAU	99 Km	0	1	2	1	0
Total	2.049 Km	48	10	10	4	2

¹ O duto GASIG e o PR Itaboraí não foram considerados no rateio por tratar-se de novos ativos cujo custos serão diretamente alocados no Ciclo Tarifário, não fazendo parte do rateio dos GTAs Legados.

² Inclui a estação de compressão de Mantiqueira adquirida pela NTS (denominada SCOMP Mantiqueira) e o serviço de compressão de Congonhas (SCOMP Congonhas).

Já para os custos unitários de referência, adotou-se como premissa o custo de reposição a novo (CRN) produzido pela KPMG no relatório para valoração dos ativos do Contrato Malhas SE, bem como os ativos do GTA Malhas SE indicado no referido relatório. Com base nessas premissas foi calculado um custo unitário de referência para os grupos de ativos da NTS: dutos, pontos de entrada (PE), pontos de saída (PS), ERP, ECOMP e SCOMP.

$$Custo\ Unitário_{Grupo\ de\ Ativo} = \frac{Custo\ Total_{Grupo\ de\ Ativo}}{Quantidade\ de\ Ativos_{Grupo\ de\ Ativo}}$$

Tabela 10: Definição dos unitários de custo por grupo de ativo

Grupo de Ativo	Custo Unitário (*)	Unidade
Duto	11.734.654	R\$/km
PS	22.583.362	R\$/ativo
PE	22.584.810	R\$/ativo
ERP	288.518	R\$/ativo
ECOMP	666.903.815	R\$/ativo
SCOMP	166.725.954	R\$/ativo

(*) Referência de preços de 2023 e moeda dez/23.

Após a definição dos unitários de custo para os grupos de ativos, este foi multiplicado pela quantidade de ativos de cada Contrato Legado. Com o montante final de custo, baseado nos valores do CRN, foi calculado o percentual a ser alocado em cada Contrato Legado, considerando sua representatividade no custo total, conforme fórmula abaixo:

$$\%_{Legado} = \frac{\sum(Custo\ Unitário_{Tipo\ de\ Ativo} \times Qtd.\ Instalações_{Legado})}{\sum(Custo\ Unitário_{Tipo\ de\ Ativo} \times Qtd.\ Instalações_{Total\ NTS})}$$

O resultado pode ser observado na tabela abaixo:

Tabela 11: Resultados Critério de Rateio Físico

GTA Legado	Rateio
Malhas SE	60%
Malhas SE II	22%
GASPAJ	4%
GASDUC	8%
GASTAU	6%
Total	100%

Nesse contexto, o cenário de rateio físico, seja ele por extensão ou por número agregado de instalações, demonstra que a maior parte dos ativos da NTS pertencem ao contrato de Malhas SE, visto que:

- (i) É a malha com maior extensão em quilômetros (1.265 km de dutos), que representa 62% da malha total de dutos da companhia. Em termos agregados, mais de 35% do OPEX total da companhia é constituído por despesas com direito de passagem, conservação de faixa, aluguel e reparos de geotécnicos que são custos tipicamente absorvidos pelos gasodutos.
- (ii) Possui o maior número agregado de instalações (55 ativos), que representa 74% dos pontos de entrada, saída, estação de redução de pressão e sistemas de compressão. Esses ativos demandam entre outras atividades, manutenção preditiva e corretiva, segurança patrimonial, monitoramento, licenciamento, infraestrutura OT/IT e outras atividades operacionais.

O resultado apresentado evidencia que os ativos do Contrato Malhas SE, por serem grande maioria no conjunto de ativos da NTS, demandam e absorvem a maior parte dos serviços de operação, manutenção, aluguel, segurança, licenciamento e demais atividades, representando 60% do custo total.

3.2.3 Critério de Rateio: Extensão da Rede (Km)

Outro critério também avaliado pela NTS foi o rateio por quilometragem de rede associada a cada contrato. A tabela a seguir consolida o resultado deste rateio, onde é possível observar que a Malha SE absorve 62% do OPEX da NTS:

Tabela 12: Resultados do Critério de Rateio por Km

GTA Legado	Extensão (KM)	Driver aplicado (Rateio por km)
Malhas SE	1265	62%
Malhas SE II	411	20%
Gaspaj	94	5%
Gasduc III	180	9%
Gastau	99	5%
	2.049	100%

3.2.4 Resultado dos Estudos Técnicos e Definição do Critério de Alocação de Custo

Diante das complexidades observadas e dos resultados dos estudos realizados (indicados nas seções anteriores), a NTS adotou como diretriz primária a utilização do quilômetro de rede associado a cada malha/contrato para viabilizar a alocação do OPEX da NTS entre os contratos legados de forma objetiva, reproduzível e auditável.

Cabe esclarecer ainda que, embora a metodologia de rateio por capacidade contratada em cada Contrato Legado tenha sido analisada pela Companhia, a conclusão a que se chegou é que ela não reflete a realidade dos custos dos ativos da NTS. Sua utilização pela TBG foi justificada pela característica de sua rede de transporte ser composta por um único gasoduto, em que o somatório da capacidade contratada de seus contratos legados resulta na capacidade total deste gasoduto. A capacidade total contratada da Rede de Transporte, distribuída nos Contratos Legados da NTS não corresponde a capacidade da composição de todos seus gasodutos e ativos em uma rede transporte integrada e, conseqüentemente, aos custos associados, visto que estas capacidades não foram estabelecidas considerando o modelo de entradas e saídas utilizado atualmente.

A adoção de critério de rateio por quilômetro de rede demonstra-se como um critério eficaz, objetivo e transparente, além de refletir de forma adequada o esforço de operação e custos de manutenção e operacional ao contrato Malhas SE, visto que este contrato possui a malha com maior extensão em quilômetros, o maior número agregado de instalações (PE, PR, ERP, etc.), além de concentrar uma Estação de Compressão, dois Sistemas de Compressão e demais estruturas de operação.

A aplicabilidade desse critério é corroborada pela sua consistência com os demais critérios estudados pela NTS, tendo em vista que:

- O resultado do estudo considerando o critério de técnico, apresentado na seção 3.2.1, onde foi considerada um misto entre alocação direta, regras de rateio específicas e regras de rateio geral, apontou para uma absorção de 65%, para os ativos de Malhas SE; e
- O resultado do estudo considerando a predominância física e operacional dos ativos de Malhas, apresentado na seção 3.2.2, que apontou para uma absorção de 60% dos custos totais para os ativos presentes contratos Malhas SE.

Sendo assim, amparado pela complexidade operacional da alocação direta, apresentada na seção 3.2, pelos estudos apresentados nas seções 3.2.1, 3.2.2 e 3.2.3 3.2.2e, visando ainda o atendimento aos requisitos de objetividade, transparência e consistência apresentados na Resolução 991/2026, **a NTS adotou o critério geral de rateio por extensão de dutos como a melhor alternativa para estimativa de absorção de custos no contexto operacional da Companhia**, o qual apontou para uma **absorção de 62% dos custos totais para os ativos presentes contratos Malhas SE**.

3.3 Cruzamento das tabelas e atendimento às exigências

Embora a Exigência 113 tenha solicitado a explicação da planilha encaminhada no processo de consulta pública (Planilha OPEX 2026–2030 – SEI 5133898), informamos que a nova versão **Anexo 15 - abas Rateio por Contrato e Fluxo** que será encaminhada para atender às demais exigências permite o cruzamento de informações entre abas, conforme demonstrado neste passo a passo, garantindo a integridade dos dados.

A planilha visa demonstrar:

- Metodologia de alocação: rateio entre contratos e malhas, com detalhamento nas 15 categorias ANP e consolidação por período.
- Rastreabilidade por fórmulas: vinculação automática dos valores entre abas, eliminando lançamentos manuais e permitindo auditoria ponta a ponta.

A planilha contempla diversas abas. A seguir, detalham-se duas delas, que visam esclarecer o questionamento da exigência 113:

i. Aba "Rateio Contrato"

Descrição: Essa aba apresenta como o valor TOTAL NTS de OPEX (O&M e G&A) projetado para os anos 2026 a 2030 foi alocado entre os Contratos Legados que expiram durante o Ciclo Tarifário 2026-2030.

A planilha está estruturada em blocos identificados por letras (A a F), com colunas anuais de 2026-2030 e um totalizador "2026-2030". A moeda indicada é R\$ - Moeda Dez/25.

Tabela (A) O&M + G&A: NTS Custos Comuns (sem considerar Expansão, Estudos DBII, P&D&I, Abertura de Mercado e GASIG)

- **Tabela (linhas 8 a 24):** detalha, por ano, o valor total da NTS (O&M + G&A) projetado para 2026-2030. Nesta tabela consta a indicação das categorias de custos que serão rateados conforme critério de rateio adotado pela NTS (km rede).

Tabela (B) O&M + G&A: Expansão, Estudos DBII, P&D&I, Abertura de Mercado e GASIG)

- **Tabela (linhas 26 a 45):** detalha, ano a ano, (i) os custos de Abertura de Mercado — passado, segregados em Categoria I e Categoria II (conforme item 3.2.3 deste documento); (ii) os custos do GASIG, distribuídos em quatro linhas com valores identificados por categoria ANP; (iii) Estudos e Projetos (Estudos DB II e P&D&I); e (iv) os custos relativos à expansão (ERP SJC, ECOMP Japeri e PR Macaé).

Tabela (C) OPEX Malhas SE (Alocação: 62% dos custos comuns da tabela A)

- **Tabela (linhas 48 a 63):** apresenta quanto do valor total NTS indicado nas 'categorias de OPEX' de custos comuns (indicado nas linhas 7 a 29) é alocado ao Contrato Malhas SE. Para realização da alocação do total por contrato, a NTS adotou o critério de km de rede (explicado no item 3.2.3 deste documento). Por este critério 62% dos custos da NTS devem ser alocados ao Contrato MALHAS SE.

Tabela (D) OPEX GASPAJ (Alocação: 5% dos custos comuns da tabela A)

- **Tabela (linhas 66 a 81):** apresenta quanto do valor total NTS indicado nas 'categorias de OPEX' de custos comuns (indicado nas linhas 7 a 29) é alocado ao Contrato GASPAJ. Para realização da alocação do total por contrato, a NTS adotou o critério de km de rede (explicado no item 3.2.3 deste documento). Por este critério 5% dos custos totais da NTS devem ser alocados ao Contrato GASPAJ. No entanto

como este contrato legado expira em jan/2030, esse percentual é alocado apenas 96,16% dos custos do ano 2030.

Tabela (E) OPEX GASDUC III (Alocação: 9% dos custos comuns da tabela A)

- **Tabela (linhas 84 a 99):** apresenta quanto do valor total NTS indicado nas 'categorias de OPEX' de custos comuns (indicado nas linhas 7 a 29) é alocado ao Contrato GASDUC III. Para a realização da alocação do total por contrato, a NTS adotou o critério km de rede (explicado no item 3.2.3 deste documento). Por este critério 9% dos custos totais da NTS devem ser alocados ao Contrato GASDUC III. No entanto como este contrato legado expira em nov/2030, esse percentual é alocado apenas 13,70% dos custos do ano 2030 (~1% do total de 2030).

Tabela (F) Total Ciclo Tarifário:

- **Tabela (linhas 102 a 118):** apresenta a **consolidação do valor do OPEX (O&M e G&A)** destinado ao Ciclo Tarifário 2026-2030, composta pelo **total agregado das tabelas B, C, D e E**, todas previamente explicadas.

Portanto, o valor de O&M total da NTS alocado ao Ciclo Regulatório corresponde a: Malhas SE (Alocação de 62%) + GASPAJ (Alocação de 5%) + GASDUC III (Alocação de 1%) + 100% ECOMP Japeri+ 100% ERP SJC + 100% PR Macaé +100% Estudos DBII + 100% P&D&I + 100% GASIG + 100% de Abertura de Mercado.

ii. Aba "Fluxo"

Descrição: Essa aba apenas consolida os totalizadores apresentados na Aba 01.

Rastreabilidade e vínculo com a Aba 01: Todos os valores desta aba estão vinculados por fórmulas à Aba "01. Tabela ANP (Rateio Contrato)", preservando integralmente:

- A metodologia de alocação pelo critério de rateio aplicado;
- A abertura por categorias ANP que origina os totalizadores;
- A base de preços (R\$ em moeda dez/2025).

Qualquer atualização na Aba 01 é refletida automaticamente na Aba 02.

3.4 Conciliação com as demonstrações financeiras auditadas

No item 114 da NT 07/2026 a Agência solicita a conciliação da projeção com as demonstrações financeiras auditadas de 2020-2024.

Esta seção busca apresentar a conciliação que evidencia a consistência entre os custos projetados e os realizados, conforme demonstrado nas tabelas subsequentes, que também seguem no **Anexo 15 - Aba 3.4 CONCILIAÇÃO DFs**.

Para fins da análise comparativa solicitada, foram considerados os valores das demonstrações financeiras auditadas de 2020-2024⁵⁹ e os valores projetados 'Totais NTS' para 2026-2030 (sem rateios) referentes aos custos comuns (ou seja, sem considerar projetos de Expansão, Estudos DBII, P&D&I, Abertura de Mercado e GASIG). Todos os valores foram levados a moeda de dez/2025.

A evolução das linhas apresentadas na Tabela **13** reflete três fases principais de análise de custo: **Fase 1 - Transpetro** até o primeiro semestre de 2021, **Fase 2 - Primarização e Maturação** até 2024 e **Fase 3 - Estabilização** a partir de 2026, que podem ser visualizadas na tabela a seguir:

Tabela 13: Conciliação das Demonstrações Financeiras Auditadas (2020-2024) com a Projeção NTS

Categoria	Demonstração Financeira 2020-2024					Ciclo Tarifário 2026-2030				
	2020	2021	2022	2023	2024	2026	2027	2028	2029	2030
Custo com Pessoal	80.246	101.096	113.159	118.456	122.232	138.870	150.711	152.027	153.343	153.781
Manutenção e Operação de Compressores	22.195	21.476	22.354	21.703	21.584	27.602	25.846	26.776	26.266	25.920
Manutenção do Sistema de Proteção Catódica	-	-	-	-	-	1.984	575	2.003	1.791	695
Outras Manutenções	184.174	116.404	52.906	72.462	70.090	77.969	79.235	79.031	79.437	78.231
Conservação, Manutenção e Aluguel da Faixa de Servidão do Duto	80.222	107.495	155.344	151.450	136.156	130.959	130.959	130.959	130.959	130.959
Combustíveis e Lubrificantes	-	-	214	1.105	1.191	1.685	1.685	1.685	1.685	1.685
Energia Elétrica para Acionamento dos Compressores	-	-	-	-	-	622	1.741	1.741	1.741	1.741
Gás de Uso no Sistema	6.430	13.479	9.522	11.614	7.861	-	-	-	-	-
Gás para Balanceamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serv. de Util. Púb. (Energ. Elét., Água, Esgoto e etc.) e Comunicação	1.361	2.379	3.732	2.832	4.034	3.927	4.014	4.014	4.014	4.014
Passagem de PIG de limpeza	-	-	-	-	-	279	174	202	223	317
Aluguéis e Seguros	23.758	28.376	35.196	43.441	36.344	39.549	40.260	41.111	40.879	40.770
Outros Custos e Despesas Operacionais	183.441	155.077	34.842	52.039	47.444	63.088	62.343	62.563	60.896	63.662
Despesas Gerais e Administrativas (G&A)	39.849	59.389	69.557	65.861	61.977	61.481	63.195	62.174	63.294	63.216
Estudos e Projetos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	621.677	605.169	496.827	540.963	508.913	548.015	560.738	564.287	564.527	564.992

Conforme mencionado no item 3.6.4 Abertura de Mercado, até o ano de 2021 a estrutura de gastos da Companhia era mais simplificada, uma vez que parte relevante dos serviços de operação e

⁵⁹ Para fins de comparabilidade com as Demonstrações Financeiras, foram expurgadas da base as contas de "Depreciação e Amortização", "Custos de Repasse", "Patrocínios/Doação", "Contingências" e "Indenizações recebidas".

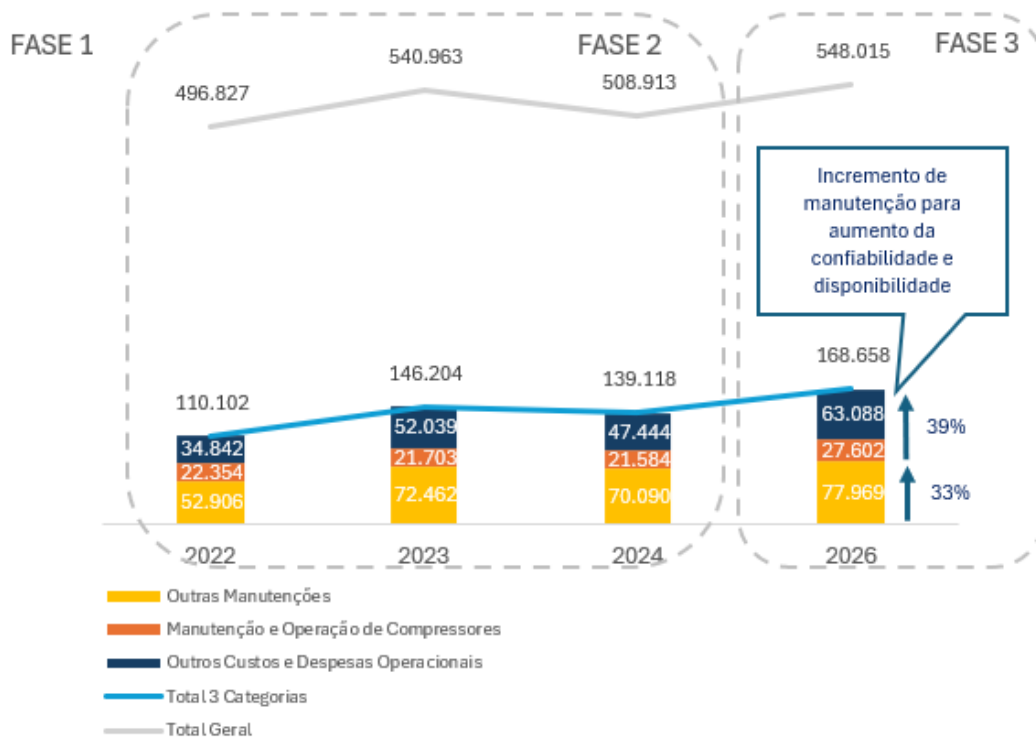
manutenção (O&M) era prestada pela Transpetro (Fase 1), portanto este período não deve ser considerado para fins de análise comparativa dos gastos em relação aos anos subsequentes.

Entre os anos de 2022 e 2024 (Fase 2), a NTS assumiu diretamente a totalidade das atividades de operação e manutenção. Com isso, a estrutura de gastos de O&M tornou-se mais abrangente, proporcionando uma visão detalhada dos custos efetivamente incorridos pela Companhia. Durante este período, a Companhia identificou uma série de inconformidades que demandaram a aplicação de recursos para **manutenção dos principais ativos** que apresentavam tais **inconformidades e sinais de desgaste**, portanto, houve **crescimento das despesas atreladas** que podem ser observadas principalmente nas categorias de **“Outros Custos e Despesas Operacionais”** e **“Outras Manutenções”**.

Iniciada a **Fase 3 (a partir de 2026)**, a NTS passa a operar em um regime de maior utilização dos seus ativos, provocado pela mudança logística iniciada em 2025 e intensificada em 2026. Isso se deu porque o escoamento no sentido Rio de Janeiro para São Paulo aumentou de forma significativa, como forma de compensar a redução do recebimento no PTR Caraguatatuba (UTGCA) e o aumento do volume entregue no Ponto de Entrega Interconexão REPLAN, conexão com a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG). Esse novo cenário resultou naturalmente em uma maior utilização dos sistemas de compressão associados aos gasodutos responsáveis pela transferência de gás entre o Rio de Janeiro e São Paulo.

Dessa forma, diante do **cenário de maior utilização de ativos** indicada acima, associado à **necessidade de manutenção condicionada ao desgaste dos ativos**, a Companhia deve não só manter como intensificar o plano de manutenção para aumento da confiabilidade e disponibilidade dos ativos, garantindo o compromisso de **excelência operacional** e a **continuidade e segurança** do serviço prestado. Como reflexo, neste período (Fase 3), observa-se um incremento nas categorias **“Outras Manutenções”**, **“Manutenção e Operação de Compressores”** e **“Outros Custos e Despesas Operacionais”**.

Figura 1: Comparação Fase 1, Fase 2 e Fase 3



Adicionalmente, observa-se um incremento na categoria **“Custo de Pessoal”** que reflete o aumento das atividades operacionais descritas acima, bem como a reestruturação que o mercado de transporte de gás natural no Brasil vem passando. O crescimento do número de carregadores na rede de transporte da NTS, impulsionado pela abertura do mercado, elevou a complexidade da gestão logística e comercial das atividades operacionais, o que demanda um incremento na equipe técnica especializada.

3.5 Projetos de Expansão sem Autorização de Construção

No item 103 da NT 07/2026, a Agência indica a exclusão dos custos associados ao projeto Estação de Redução de Pressão São José dos Campos (“ERP SJC”), classificando como “não elegível” pelo fato do projeto ainda não possuir Autorização de Construção (AC).

No item 144 e 145 da NT 07/2026, a Agência indica que a ausência de AC emitida indica que tais projetos ainda se encontram em estágio preliminar de desenvolvimento (em fase de estudos de viabilidade, obtenção de licenças etc.) e que podem não se materializar.

No entanto, a NTS gostaria de destacar o caso específico do projeto de expansão ERP SJC, tendo em vista que:

- Possui processo de obtenção da AC em fase final de análise pela ANP e iminência de aprovação por esta Agência, uma vez que a NTS já submeteu toda a documentação exigida. Não se enquadra, portanto, na situação de estágio preliminar de desenvolvimento; e
- Trata-se de projeto cuja realização é de importância sistêmica, essencial para a mitigação de gargalo da rede de transporte da NTS entre diferentes zonas de capacidade livre, visando garantir a segurança de suprimento e pleno atendimento à demanda do estado de São Paulo, maximizando os efeitos da ECOMP Japeri, conforme indicado na Carta NTS 630/2025 (SEI 5583382), de 17 de dezembro de 2025. Não se enquadra, portanto, na possibilidade de não se materializar.

Por tais motivos, a **NTS solicita a consideração dos custos associados ao Projeto ERP SJC no Ciclo Tarifário 2026-2030.**

3.6 Detalhamentos Solicitados para itens do OPEX Projetado

Com o objetivo de assegurar **transparência, rastreabilidade e consistência regulatória** dos valores propostos para o ciclo tarifário 2026–2030, serão apresentados: (i) os detalhamentos solicitados no item 128 da NT 07/2026, referentes a “Outros Custos e Despesas Operacionais” e “Outras Manutenções”, (ii) as justificativas para “Estudos e Projetos” e “Abertura de Mercado”, conforme os itens 132 e 137 da NT 07/2026; e (iii) a demonstração de que os dispêndios de “Manutenção e Operação de Compressores” não se confundem com itens classificados como CAPEX, em atendimento ao item 164 da NT/072026.

A abordagem adotada está alinhada às exigências da **NT nº 07/2026**, especialmente no que se refere à necessidade de **desdobramento analítico, justificativas técnicas, vínculo com ativos regulatórios e historicidade** dos dispêndios.

3.6.1 Outros Custos e Despesas Operacionais

Em cumprimento à solicitação regulatória contida na Exigência 128, referente à apresentação do desdobramento analítico da categoria 'Outros Custos e Despesas Operacionais', contemplando para cada item, (i) natureza e especificação técnica do gasto; (ii) justificativa; e (iii) obrigação regulatória aplicável, a NTS encaminha o **Anexo 15 – Aba 3.6.1 OC.DESP.OPERAC.**

Neste anexo, a categoria "Outros Custos e Despesas Operacionais" foi organizada em grandes agrupamentos de serviços, conforme indicado na tabela a seguir:

Tabela 14: Detalhamento Analítico de “Outros Custos e Despesas Operacionais”

Agrupamento	Justificativa	Obrigação Regulatória
Serviços de Manutenção de TI e OT	<p>OT/SCADA e sistemas de automação: Serviços obrigatórios e críticos destinados a operação remota e centralizada através do centro de controle, visando a garantia do armazenamento e rastreabilidade dos dados operacionais em consonância com as regulações vigentes. É composto por contratos e licenças relacionadas a manutenção de sistemas aplicados à Operação, como: sistemas de automação, softwares de aquisição, supervisão e controle de dados operacionais, bancos de dados e historiadores, ferramentas de engenharia e funções avançadas, servidores e serviços de comunicação/telemetria, gerenciamento de cibersegurança, aplicativos de gestão de medição integrados a RTUs/CLPs e computadores de vazão.</p> <p>TI corporativa: Licenças de softwares (SoftwareOne, Ambiente Cloud, Claroty), prestação de serviços de manutenção de softwares, pagamento de anuidade, service desk, bancos de dados, suites de gestão, segurança da informação e backups que sustentam o ambiente OT/IT integrado (telemetria, relatórios regulatórios, integrações com sistemas comerciais).</p>	Res. Conj. ANP/INMETRO 1/2013; Resolução ANP nº 6 (RTDT); padrões da indústria de óleo & gás API/AGA/EEMUA/ISA para garantia, gerenciamento, rastreabilidade, segurança cibernética e confiabilidade operacional.
Segurança Patrimonial	Contratos de serviço de patrulhamento e vigilância para as bases operacionais, sede, pontos de entrega, ECOMP's e faixa de servidão, com uso de câmeras, drones e sistemas de cercamento, sinalização e pronta resposta a fim de coibir invasões, interferências de terceiros e furtos.	RTDT (itens 16 e 23) – segurança patrimonial; controle de interferências.
Serviços de Calibração e Medição	Serviço obrigatório e crítico que garante que os volumes medidos sejam confiáveis, auditáveis e compatíveis com os padrões da ANP e do Inmetro, atendendo as exigências técnicas definidas pelo RTM, pelo RTDT, bem como e também pelas normas de controle de qualidade da Resolução ANP nº 982/2025.	Res. Conj. ANP/INMETRO 1/2013; padrões API/AGA; Resolução ANP nº 982/2025.
Gestão de riscos operacionais	Estudos de confiabilidade (MCC - Manutenção Baseada em Confiabilidade) e gerenciamento de riscos operacionais (HAZOP, HAZID, Bow-Tie, LOPA, EAR, PGR, Dispersão de Gases, Classificação de Área etc.), Process Safety, Gap Analysis, manutenção dos AVCB (renovação ou obtenção de novos AVCB, aquisição e manutenção de recursos), EPI's e EPC's.	Estudos de Risco: item 9.2 do RTDT determina que o Transportador deve identificar e realizar análises qualitativas e quantitativas de risco. AVCB: Códigos Estaduais de Segurança Contra incêndio (normas técnicas do Corpo de Bombeiros exigem recursos materiais e recursos humanos). EPIs e EPCs: NR-06 estabelece a obrigatoriedade de fornecer equipamentos de proteção aos empregados
Operador Logístico	Serviço logístico de armazenamento e transporte de peças sobressalentes e equipamentos utilizados nos serviços de manutenção com requisitos de segurança, inventário e rastreabilidade.	
Estudos e Projetos para Manutenção	Desenvolvimento de estudos e projetos conceituais relacionados aos ativos em operação, como por exemplo: modelagens, avaliações de risco, diagnósticos e simulações de operação, incluindo pequenas adaptações estruturais que viabilizem a realização das manutenções.	
Outras despesas Operacionais	-	-

3.6.2 Outras Manutenções

Em cumprimento à solicitação regulatória, contida na Exigência 128, referente à apresentação do desdobramento analítico da categoria “Outras Manutenções”, contemplando para cada item, (i) natureza e especificação técnica do gasto; (ii) justificativa; e (iii) obrigação regulatória aplicável, a NTS encaminha o **Anexo 15 – Aba 3.6.2 OUT.MANUT**.

Neste anexo, a categoria “Outras Manutenções” foi organizada em grandes agrupamentos de serviços, conforme indicado na tabela a seguir:

Tabela 15: Detalhamento Analítico de 'Outras Manutenções'

Agrupamento	Justificativa	Obrigação Regulatória
Manutenção de áreas industriais e túneis	Contratos de prestação de serviços relacionados à manutenção das áreas industriais (ECOMP, PE, PR, SDV etc.) e túneis (GASDUC III e GASTAU), tais como pintura industrial, hidrojateamento, torqueamento, serviços de apoio a manutenção industrial (eletromecânica, mecânica e caldeiraria), conservação de área (roçada e podas), serviços especializados de elétrica, mecânica, instrumentação, automação e caldeiraria.	RTDT - manutenção e conservação dos ativos íntegros e seguros Gestão de Integridade de Dutos (GID), incluindo inspeções periódicas, planos de manutenção e controle de riscos.
Peças Sobressalentes	Peças sobressalentes, estocáveis ou não, categorizadas com criticidade B ou C, utilizadas para a realização das manutenções preventivas e corretivas nos diversos ativos da NTS. As estimativas foram desenhadas a partir do histórico e planos de manutenção futuros.	ISO 14224 – Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries – Collection and Exchange of Reliability and Maintenance Data for Equipment NORSOK STANDARD Z-008 - Risk Based Maintenance and Consequence Classification Reliability-Centered Maintenance Guide for Facilities and Collateral Equipment – NASA
Manutenção de equipamentos	Contratos de prestação de serviço relacionados à manutenção preventiva e corretiva dos equipamentos (válvulas, atuadores, posicionadores, tubulações aéreas, ponte rolante, aquecedores, motorgerador a gás, compressor de ar, UPS, cromatógrafos e outros) de acordo com os Planos de Manutenção dos Ativos, que consideram a criticidade do equipamento, a recomendações dos fabricantes e o atendimento a requisitos legais e estudos de segurança.	ISO 14224 – Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries – Collection and Exchange of Reliability and Maintenance Data for Equipment NORSOK STANDARD Z-008 - Risk Based Maintenance and Consequence Classification Reliability-Centered Maintenance Guide for Facilities and Collateral Equipment – NASA Normas Regulamentadoras (NR10, NR13) NBR5410 NBR14039
Reparos emergenciais	Trata-se de atividades (isolamento, escavação, reparo da tubulação, inspeção não destrutiva) realizadas em ativos, principalmente gasodutos, para reparos emergenciais	RTDT e restauração segura da integridade do duto
Serviços de manutenção predial	Serviços relacionados manutenção e conservação das edificações que abrigam as bases operacionais e a sede da NTS, tais como: manutenção de ar-condicionado, manutenção elétrica e combate a incêndio, materiais consumíveis de manutenção, jardinagem, limpeza de caixa d'água, dedetização, entre outros.	N/A
Estudos de eficiência e conformidade	Na categoria "Estudos de eficiência e conformidade" foram consideradas diversas iniciativas de incremento de eficiência e confiabilidade e/ou conformidade regulatória na operação dos ativos da NTS. As principais ações, estudos e projetos planejados são: i) desenvolvimento de plataforma de acesso aos dados georreferenciados da NTS e; ii) estudo para tornar mais eficiente a gestão das campanhas de pig;	No âmbito do RTDT, as empresas devem manter registros, relatórios e documentação operacional que permitam rastrear a integridade de cada ativo, verificar histórico de inspeções, testes e manutenções e comprovar atendimento às normas técnicas (ex.: ABNT NBR 12.712 e NBR 15.280).

	<p>iii) avaliação e atualização de toda a documentação dos ativos conforme construído;</p> <p>iv) pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias de medição;</p> <p>v) desenvolvimento de gêmeos digitais e sua integração com o centro de controle;</p> <p>vi) desenvolvimento de modelos estatísticos para diversos fins;</p> <p>vii) desenvolvimento de protótipo de operação autônoma de centro de controle;</p> <p>viii) estudo de monitoramento por meio de CFTV atrelado à inteligência digital, visando evitar ocorrência de acidentes de trabalho;</p> <p>ix) estudos de manutenção centrada em confiabilidade da operação a partir de novas tecnologias.</p>	
<p>Conformidade Ambiental</p>	<p>Processo de renovação de licenciamento ambiental (LO) e atendimento as condicionantes relacionadas a manutenção de ativos; gerenciamento e destinação de resíduos/efluentes; monitoramento ambiental; reposição florestal com o objetivo de assegurar a conformidade ambiental.</p>	<p>Resolução CONAMA nº 237/1997, com competência federal/estadual/municipal, exigindo licenças e condicionantes para atividades potencialmente poluidoras como gasodutos; RTDT exige planos de emergência e gestão de incidentes ambientais.</p> <p>Além da obrigação regulatória citada (CONAMA 237/1997), temos também as seguintes obrigações legais:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Condicionantes das Licenças Ambientais relacionada à Reposições Florestais relacionadas à manutenção seguintes ativos: GASPAL, GASCAR e GASTAU; - Condicionantes das Licenças Ambientais relacionadas à obrigatoriedade de atendimento quanto à elaboração de convênio com a Fundação Florestal referente à operação dos ativos GASAN, GASTAU e GASAN II; - Coleta de água oleosa das Estações de Compressão e monitoramento de potabilidade de água de todos os locais com operação in loco em atendimento à legislação.
<p>Monitoramento e ensaios geotécnicos e SPIE</p>	<p>'Prestação de serviço de monitoramentos geotécnicos aplicando tecnologias de sensoriamento e acompanhamento contínuo para avaliar a integridade da faixa de dutos e antecipar riscos que possam comprometer os dutos. Entre os recursos aplicados estão:</p> <p>i. Monitoramento satelital óptico, que permite identificar alterações de uso e cobertura do solo, ocupações irregulares e processos geotécnicos;</p> <p>ii. Monitoramento meteorológico, que fornece dados sobre chuvas intensas e eventos críticos com impacto direto na estabilidade da faixa;</p> <p>iii. Instrumentação geotécnica, que registra parâmetros críticos relacionados a deslocamentos e recalques de estruturas que compõem a faixa.</p>	<p>Todas as atividades geotécnicas são desenvolvidas para atender o RTDT, a N-2775 e a API 1187 que, que em linhas gerais, visam a integridade, segurança operacional e estabilidade dos dutos.</p> <p>O SPIE da NTS deve atender os requisitos previstos na última revisão da NR-13 e nas portarias que regem a gestão do Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos - SPIE do INMETRO, bem como atender normas e padrões industriais (ABNT/NR/IEC entre outras) no âmbito da execução de suas atividades.</p>

Prestação de serviços de ensaios geotécnicos para fornecimento de dados de caracterização do subsolo, obtendo propriedades físicas e mecânicas que permitem identificar condições críticas. Esses resultados oferecem suporte técnico para projetos e intervenções preventivas, complementando o monitoramento remoto e a instrumentação geotécnica. Estes ensaios visam garantir a identificação, avaliação e mitigação dos riscos que possam comprometer a integridade dos dutos, se necessário.

Para a realização do Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos (SPIE), utilizam-se ensaios e inspeções específicas que assegurem a integridade dos ativos e a rastreabilidade de sua condição ao longo de toda a vida útil, especialmente, no caso de vasos de pressão e tubulações. Esses serviços devem possuir competência técnica e procedimentos que garantam o acompanhamento adequado das condições dos equipamentos os principais ensaios são:

- i. Inspeção visual - avaliação direta das condições externas e internas de equipamentos
- ii. Ensaios não destrutivos (END) - ultrassom, líquido penetrante, partículas magnéticas, radiografia, medição de espessura etc., que são utilizados conforme necessidade operacional e normas aplicáveis
- iii. Ensaios não convencionais - como IRIS, RPA, ondas guiadas etc., que são utilizados em casos específicos para avaliação de integridade de equipamentos.
- iv. Ensaios laboratoriais - utilizados para testes de material ou análises de falhas em componentes quando necessário.

Esses ensaios constituem a base técnica que permite ao SPIE confirmar a integridade, segurança e conformidade dos equipamentos ao longo de seu ciclo de vida, atendendo às exigências da NR-13 e das Portarias do Inmetro.

3.6.3 Estudos e Projetos

Em atendimento à Exigência Regulatória 137 da NT 07/2026, apresentamos no Anexo 13 e Anexo 14 as propostas específicas dos seguintes estudos: (i) **Estudos Preliminares de Viabilidade do Projeto DB II**; e (ii) **P&D&I**. Conforme solicitado, cada estudo contempla o escopo detalhado, a justificativa e o orçamento.

Abaixo segue **tabela resumo** dos valores revisados da Categoria “Estudos e Projetos”. Os dados anuais estão disponíveis na planilha **Anexo 15 - Aba 3.6.3 – ESTUDOS E PROJETOS**.

Tabela 16: Composição da Categoria “Estudos e Projetos”

Em milhares de reais - moeda Dez'25

Estudos e Projetos	2026	2027	2028	2029	2030	2026-2030
P&D&I	2.886	6.072	1.859	1.009	1.009	12.836
Estudos DBII	7.531	47.070	12.756	-	-	67.357
Total						80.193

3.6.4 Abertura de Mercado

Em cumprimento às solicitações regulatórias, contida na Exigência 132 a 134, a NTS apresenta em seu **Anexo 15 – Aba 3.6.4 ABERTURA DE MERCADO**, planilha com os itens classificados nas Categorias solicitadas por esta Agência, acompanhada da devida contextualização técnica.

A abertura do mercado de gás natural implicou a assunção, pela NTS, de **custos operacionais não previstos à época da aquisição dos ativos de transporte (2017)**, os quais se tornaram indispensáveis para garantir a conformidade, a continuidade e a segurança da operação regulada. Após a aquisição, as atividades de operação e manutenção (O&M) dos ativos permaneceram, por um período inicial, sob execução da Transpetro, por meio de contrato de prestação de serviços, de modo a garantir a continuidade operacional em um contexto ainda anterior à plena abertura do mercado.

Com a evolução do marco regulatório e a necessidade de adaptação ao novo ambiente concorrencial, a NTS passou a estruturar sua atuação para um cenário multiclente, o qual **exige independência, isonomia e neutralidade frente aos agentes que exercem atividades concorrenciais na**

indústria do gás natural. Nesse contexto, e em atendimento ao disposto no art. 5º da Lei nº 14.134/2021, a Companhia conduziu um processo estruturado de **transição operacional, visando assumir diretamente as atividades de O&M anteriormente executadas por terceiros,** materializando o *unbundling* de funções que, até então, encontravam-se concentradas em um único agente de mercado.

Durante esse período de transição, a Transpetro permaneceu atuante no apoio às operações, ao mesmo tempo em que a NTS internalizou de forma progressiva atividades, estruturas, processos, sistemas e competências técnicas críticas. Essa sobreposição temporária de responsabilidades, característica de um modelo de transição assistida em ativos essenciais, **demandou a coexistência de estruturas operacionais e a absorção de custos adicionais pela NTS, com o objetivo exclusivo de garantir uma transição segura, contínua e sem qualquer descontinuidade na prestação do serviço regulado.**

Nesse contexto, a NTS **incorreu em gastos estritamente necessários à operação regulada,** decorrentes da reorganização setorial e da implementação das estruturas, processos e salvaguardas de independência exigidos pelo novo marco legal. Tais gastos estão diretamente vinculados à viabilização da autonomia operacional da Companhia e à adequada execução das atividades de transporte de gás natural em condições de qualidade, confiabilidade e à adequada execução das atividades de transporte de gás natural em condições de qualidade, confiabilidade, segurança e plena conformidade regulatória.

A tabela a seguir apresenta um resumo de tais custos, cujo detalhamento consta do **Anexo 15 – Aba 3.6.4 ABERTURA DE MERCADO.**

Tabela 17: Resumo dos Custos de Abertura de Mercado por Categoria

Em milhares de reais - moeda Dez'25

Categoria I	189.771
Categoria II	61.937

Diante do exposto, **a NTS solicita o reconhecimento desses custos e a sua incorporação à composição da Receita Máxima Permitida (RMP) do Ciclo Tarifário 2026-2030,** observadas as normas aplicáveis, de modo a assegurar o equilíbrio econômico-financeiro da atividade regulada e a aderência plena ao regime de independência estabelecido pela Lei 14.134/2021.

3.6.5 Manutenção e Operação de Compressores

Em cumprimento à solicitação regulatória, contida na Exigência 164, esclarecemos que os custos classificados como “*Overhaul*” estão registrados em CAPEX e, portanto, não integram a rubrica “Manutenção e Operação de Compressores” (OPEX), não havendo, portanto, sobreposição de tais valores.

Essa ausência de sobreposição pode ser claramente observada através da descrição detalhada dos serviços que compõem a rubrica “Manutenção e Operação de Compressores” abaixo indicada e organizadas em dois grupos:

a) Serviços de O&M – SCOMP Congonhas e SCOMP Mantiqueira (ESMAN)

- Locação dos equipamentos necessários à operação da SCOMP Congonhas.
- Prestação de serviços de O&M da SCOMP Congonhas e da ECOMP Mantiqueira (ESMAN), compreendendo: operação e manutenção de equipamentos, instalações e infraestrutura; conservação de ativos; manutenções preventiva e corretiva para manutenção da integridade, disponibilidade e segurança; fornecimento de materiais, insumos e demais bens necessários à execução dos serviços de O&M.
- Manutenção 22.000 horas (Top End) dos motores a gás da ESMAN

b) Serviços de manutenção em compressores de gás - Demais

- Contratos de inspeção, análise de vibração, rotodinâmica, monitoramento remoto e assistência técnica de turbocompressores e motocompressores, com exceção da SCOMP Congonhas e ESMAN.

3.7 Proposta de OPEX para o Ciclo Tarifário 2026-2030

A NTS apresenta a seguir a Tabela OPEX 2026-2030 revisada. Os valores apresentados abaixo já contemplam o critério de rateio apresentado anteriormente.

Tabela 18: OPEX Ciclo Tarifário 2026–2030

(Em milhares de reais - moeda Dez'25)

Ciclo Tarifário: O&M + G&A	2026	2027	2028	2029	2030	2026-2030
Custo com Pessoal	86.099	93.441	94.257	95.072	104.634	473.503
Manutenção e Operação de Compressores	17.113	16.025	23.128	35.865	37.217	129.348
Manutenção do Sistema de Proteção Catódica	1.230	356	1.242	1.110	473	4.412
Outras Manutenções	50.757	52.089	53.384	53.800	57.778	267.808
Conservação, Manutenção e Aluguel da Faixa de Servidão do Duto	82.270	82.270	82.270	82.270	90.181	419.260
Combustíveis e Lubrificantes	1.045	1.045	1.045	1.045	1.147	5.327
Energia Elétrica para Acionamento dos Compressores	386	1.079	1.079	1.079	1.184	4.807
Gás de Uso no Sistema	-	-	-	-	-	-
Gás para Balanceamento	-	-	-	-	-	-
Serviços de Utilidade Pública (Energia Elétrica, Água, Esgoto e etc.) e Comunicação	2.435	2.489	2.489	2.489	2.731	12.633
Passagem de PIG de limpeza	173	108	125	138	216	760
Aluguéis e Seguros	24.521	24.961	25.489	25.345	27.740	128.055
Outros Custos e Despesas Operacionais	40.526	40.064	40.201	39.167	44.728	204.687
Despesas Gerais e Administrativas (G&A)	290.503	39.858	39.225	39.919	43.690	453.196
Estudos e Projetos	10.417	53.142	14.616	1.009	1.009	80.193
Total Ciclo Regulatório	607.475	406.927	378.549	378.309	412.728	2.183.988

Em atendimento à solicitação regulatória, contida na Exigência 158, a matriz está anexa a este documento em **formato eletrônico editável (.xlsx)**, com **fórmulas integralmente verificáveis** e **células desprotegidas**, possibilitando **que os cálculos sejam replicados pela ANP**. A explicação da matriz analítica conta com os esclarecimentos contidos no item 3.3 deste documento.

4 *Sustaining* CAPEX Projetado

Nesta seção a NTS irá apresentar os detalhamentos e documentações exigidas pela Agência para a análise de prudência e eficiência dos investimentos de *Sustaining* (manutenção do sistema e capacidade existentes), que estendem a vida útil e/ou aumentam a confiabilidade e eficiência dos ativos, projetados para o Ciclo Tarifário 2026-2030. Ou seja, nesta seção não são tratados investimentos de *Augmentation* (ampliação de capacidade) ou *Connection* (novos usuários).

Cabe esclarecer que, desde a entrega do Plano de Negócios no início de 2025, ocorreram fatos novos, especialmente a identificação de várias trincas críticas (inclusive 1 passante) no GASBEL I indicadas na lista de “*Immediate Calls*” recebida em março/25, que implicaram na necessidade de revisão das prioridades dos projetos de *Sustaining* planejados para o Ciclo Tarifário 2026-2030. Dessa forma, a NTS apresenta neste documento seu plano de investimento revisado, preservando o compromisso e refletindo o esforço da companhia em não realizar alteração substancial do valor total proposto para o período, mas sim, entre categorias e anos.

De toda forma, é importante ressaltar que ao longo do Ciclo Tarifário 2026-2030 podem surgir eventos emergenciais associados à segurança e confiabilidade da malha que exija a necessidade urgente da realização de projetos de *Sustaining* não planejados, implicando na necessidade de reavaliação de prioridades e realocação de projetos com seu reconhecimento nas tarifas do Ciclo 2026-2030.

4.1 Proposta NTS para *Sustaining* CAPEX 2026-2030

Os investimentos propostos pela NTS foram concebidos em conformidade com critérios objetivos de prudência e eficiência, observando integralmente as exigências técnicas e normativas aplicáveis, sempre que viáveis. As soluções selecionadas resultam de análises estruturadas da equipe técnica que consideram a aderência dos projetos aos parâmetros de mercado, a proporcionalidade entre custos, as necessidades operacionais e a verificação de alternativas tecnicamente viáveis. A abordagem adotada pela NTS reproduz as boas práticas do setor. Portanto, os projetos apresentados refletem uma atuação responsável, transparente e orientada à otimização da prestação do serviço de transporte.

Ademais, visando trazer mais clareza e transparência, os projetos foram classificados quanto ao seu benefício, podendo ser enquadrados em:

(i) **Aumento da Vida Útil:**

Os investimentos classificados como “aumento da vida útil” estão associados a extensão do tempo de operação dos ativos, mantendo níveis adequados de desempenho e segurança, além de garantir a preservação da integridade dos equipamentos.

Os projetos contidos nessa categoria visam realizar reforços e adequações relevantes nos ativos existentes, através de intervenções, as quais correspondem as atividades de inspecionar e reparar mecanismos de degradação, como corrosão interna e externa, fadiga, erosão e envelhecimento de componentes críticos, por meio de melhorias de materiais, reforços estruturais, reparos e substituição de revestimento ou peças.

Como resultado, ocorre a extensão da vida útil dos ativos. Nos gasodutos, por exemplo, restaura-se as condições à novo, reduzindo investimentos significativos em grandes reformas e/ou substituições, ou até mesmo a reconstrução total dos ativos gerando dessa forma uma eficiência tarifária.

(ii) **Aumento de Desempenho ou Performance:**

Os investimentos classificados como “aumento de desempenho ou performance” estão relacionados à melhoria na eficiência e segurança operacional do sistema de transporte de gás natural.

Os projetos contidos nesta categoria buscam a melhoria, revitalização ou adequação dos ativos existentes ou a implementação de novos ativos aderentes as regulamentações aplicáveis, por meio de automação, adoção de tecnologias mais avançadas e adequação de medição, resultando em maior produtividade e flexibilidade operacional.

(iii) **Confiabilidade:**

Os investimentos classificados como “confiabilidade” referem-se à capacidade de um sistema ou equipamento operar de forma contínua e segura, minimizando as probabilidades de paradas não programadas, interrupções no fornecimento de gás natural, bem como a regularização do ativo.

Os projetos contidos nessa categoria visam mitigar falhas, garantir maior estabilidade operacional e aumentar a robustez dos ativos, incluindo melhorias em sistema de monitoramento, controle

operacional, implementação de redundâncias em equipamentos críticos, e até mesmo projetos que garantam a segurança das instalações.

O aumento da confiabilidade resulta na segurança do abastecimento de gás natural, visto que os processos estão associados a uma maior segurança operacional, redução de paradas inesperadas e maior disponibilidade dos ativos.

Com isso, a NTS apresenta na Tabela 19 o resumo da revisão da projeção de *Sustaining* CAPEX para o período de 2026-2030.

Tabela 19: Projeção de *Sustaining* CAPEX 2026–2030 (valores em moeda Dez/25, R\$ milhões)

Projeção CAPEX Sustaining (Milhões R\$ - Moeda Dez/25)	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2026-2030
Imóveis / Edificações / Benfeitorias	4,97	7,47	2,47	-	-	14,9
Tubulação - Trecho (s) / Ramal (s)	141,71	118,01	98,96	88,94	108,25	555,9
Componentes Tubulação - Trecho (s) / Ramal (s)	-	-	3,50	3,29	-	6,8
Ponto (s) de Entrada	1,18	13,44	23,18	-	-	37,8
Ponto (s) de Saída	7,37	34,63	4,35	0,72	0,36	47,4
Estação (ões) de Compressão / Serviço (s) de Compressão	20,23	1,09	1,71	4,95	9,91	37,9
Estação (ões) de Medição / Estação (ões) de Regulagem de Pressão	7,37	93,06	37,40	9,83	0,09	147,7
Ponto de Interconexão (entre transportadoras)	41,60	12,53	-	-	-	54,1
Máquinas e Equipamentos Operacionais	42,47	33,17	10,69	2,38	1,76	90,5
Infraestrutura de TI	33,57	8,76	2,80	2,80	2,80	50,7
Equipamentos e Instalações de Comunicação	8,21	38,36	41,52	46,18	26,62	160,9
Pig Instrumentado	410,30	240,11	149,77	184,53	182,81	1.167,5
Redução de Emissão/ Transição Energética	-	-	-	-	-	0,0
Overhaul	19,94	1,50	-	6,40	6,40	34,2
Classe de Locação	35,50	45,44	49,37	0,97	0,97	132,3
Total	774,4	647,6	425,7	351,0	340,0	2.538,7

Adicionalmente, a NTS esclarece que os investimentos indicados nas categorias **“Ponto (s) de Entrada”** e **“Ponto (s) de Saída”** são projetos a serem realizados em instalações existentes, sendo estes caracterizados como **Sustaining CAPEX**. Ou seja, não resultam em

aumento de capacidade (Augmentation CAPEX) ou conexão com novos usuários (Connection CAPEX). Dessa forma, a NTS solicita a **reanálise desta Agência em relação a glosa indicada no item 4.4.7.5 da NT 7/2026.**

A NTS propõe que sejam adotadas pela ANP as vidas úteis descritas na Tabela 2 indicada no item 2.3.3 para fins de depreciação regulatória⁶⁰, tanto para os investimentos incrementais incorridos entre 2017-2025, quanto para o *Sustaining CAPEX* que venham a ser aprovados para o ciclo 2026-2030.

A NTS esclarece ainda que, **a resposta às exigências regulatórias referentes aos projetos de *Sustaining CAPEX* para o Ciclo Tarifário requeridas por esta Agência na NT 07/2026** estão encaminhadas **no Anexo 16, nos quais são indicados e referenciados os laudos técnicos, estudos, cronogramas e orçamentos, justificativas, dentre outros**, estes últimos contidos **no Anexo 17.**

⁶⁰ Exceto quando propostos pelo transportador a adoção de padrões de vida útil regulatório diferenciados para novos projetos de crescimento que forem devidamente aprovados pela ANP.

5 Investimentos em Projetos de Expansão

5.1 Estação de Compressão Japeri (ECOMP Japeri)

No item 245, constante da subseção 5.4 da NT 07/2026, esta Agência indica que o investimento total proposto pela NTS para a **Estação de Compressão Japeri** seria de aproximadamente R\$ 868 MM, correspondente ao valor de R\$ 756 MM (estimativa AACE Classe 3, com faixa de precisão entre +30% e -20%), constante da AC aprovada pela ANP para este projeto, atualizado monetariamente até a data base de dezembro de 2025.

Contudo, em 08 de janeiro de 2026, por meio da Carta 004/2026 (SEI 5624168), a NTS encaminhou correspondência da Solar Turbines International Company ("Solar") (SEI 5624170), fornecedora dos turbocompressores do projeto, contendo atualização do valor para esses equipamentos, bem como justificativa e embasamento detalhado para tal atualização.

Dessa maneira, o orçamento de referência para a construção do referido Projeto deve ser atualizado, para todos os fins, a fim de refletir, exclusivamente, atualização do item "Turbomáquinas", que passará do valor de R\$ 250.608.068,29 (duzentos e cinquenta milhões, seiscentos e oito mil e sessenta e oito reais e vinte e nove centavos), com data base de maio de 2023, para R\$ 358.656.152,37, (trezentos e cinquenta e oito milhões, seiscentos e cinquenta e seis mil cento e cinquenta e dois reais e trinta e sete centavos), com data base de dezembro de 2025.

Considerando a atualização acima indicada e levando todos os demais itens do projeto (que na emissão da AC estavam com data base de novembro de 2022) para a mesma data base de dezembro de 2025, o valor total do projeto a ser considerado é de cerca de R\$ 976 MM.

Além dos fatos mencionados acima, no item 247 da NT 07/2026 a ANP apresenta a Tabela 23, elaborada pela própria Agência, a partir da "Planilha 'Evolução da BRA' – NTS" (SEI 5133887) enviada pela transportadora no âmbito da Consulta Pública 08/2025. Contudo, constata-se um descasamento entre a distribuição dos montantes da Tabela 23 quando comparado com a versão apresentada pela NTS na referida planilha. Adicionalmente, destaca-se que em 30 janeiro de 2026, em resposta ao Ofício nº 38/2026/SIM-COI/SIM/ANP-RJ, a NTS encaminhou por meio da Carta 079/2026 (SEI

5682064) o Cronograma Físico Financeiro (“CFF”) (SEI 5682065) atualizado do projeto refletindo os ajustes solicitados pela Agência e o valor atualizado das turbomáquinas.

Dessa forma, segue abaixo, na Tabela 20, correspondente a uma revisão da Tabela 23 da NT 07/2026, que considera a atualização do item “Turbomáquinas”, a atualização de todos os valores para data-base moeda dez/2025, além de refletir a versão atualizada do CFF do projeto.

Tabela 20: Valor proposta para BRA da ECOMP Japeri

(data-base da moeda: dez/2025)				
Ano	BRA inicial (R\$ MM)	CAPEX (R\$ MM)	Depreciação (RS MM)	BRA final (R\$ MM)
2022	0	0	0	0
2023	0	7	0	0
2024	0	1	0	0
2025	0	0	0	0
2026	0	267	0	0
2027	0	574	0	0
2028	0	93	26	915
2029	915	0	63	852
2030	852	0	63	789

Nota: A Depreciação estimada com vida útil aprovada de 15 (quinze) anos.

Ante o exposto, a **NTS solicita** que:

- i. o valor do investimento refletido no CAPEX considere a **atualização do valor dos turbocompressores**, conforme documentos citados acima;
- ii. atualização da Tabela 23 da NT 07/2026 com a retificação do horizonte temporal, a **atualização dos valores conforme CFF atualizado e sua correta alocação no horizonte temporal**, conforme **demonstrado na Tabela 20 acima**.

5.2 Ponto de Recebimento Macaé (PR Macaé)

No item 255 da subseção 5.5 da Nota Técnica 07/2026, a ANP apresenta na Tabela 24 a evolução da BRA do **PR Macaé**, elaborada pela própria Agência a partir das informações contidas na proposta de avaliação da Base Regulatória de Ativos (BRA) para o Ciclo Regulatório 2026-2030, enviada à Agência

em 12 de julho de 2025. O valor apresentado demonstrava as melhores estimativas até então, e refletiam a data base de janeiro de 2024, atualizadas à moeda de dezembro de 2025.

Contudo, neste interim, foi publicada a autorização SIM-ANP nº 1, de 2 de janeiro de 2026 (SEI 5614089) e, na sequência, por meio do Ofício nº 12/2026/SIM/ANP-RJ (SEI 5624017), foi solicitado por esta Agência o cronograma atualizado de construção do PR Macaé, objeto da Autorização supracitada, onde em resposta, a NTS enviou, em 13 de janeiro de 2026, o cronograma físico atualizado (SEI 5637231).

Diante da atualização do cronograma físico apresentado em janeiro/2026, faz-se necessário a harmonização da alocação do CAPEX enviado à ANP em agosto/2025 (SEI 5232040), conforme apresentado na documentação (SEI 5808083) enviada em 19 de março de 2026, no âmbito do Processo SEI 48610.218357/2024-76.

Sendo assim, **a NTS solicita a atualização da alocação dos valores anuais do investimento**, bem como a substituição da Tabela 24 da Nota Técnica 07/2026 pela versão atualizada na **Tabela 21 abaixo indicada**.

Tabela 21: Valor proposta para BRA do PR Macaé

(data-base da moeda: dez/2025)				
Ano	BRA inicial (R\$ MM)	CAPEX (R\$ MM)	Depreciação (RS MM)	BRA final (R\$ MM)
2023	0	0	0	0
2024	0	2	0	0
2025	0	1	0	0
2026	0	68	0	0
2027	0	20	3	88
2028	88	0	6	82
2029	82	0	6	76
2030	76	0	6	70

Nota: A Depreciação estimada com vida útil de 15 (quinze) anos.

5.3 Remuneração do CAPEX incorrido na Fase de Construção/Implementação – ECOMP Japeri e PR Macaé

A ANP, dentre as determinações regulatórias da NT 07/2026 destinadas aos projetos ECOMP Japeri e PR Macaé, indica que o CAPEX destes projetos somente poderá ser incluído na BRA após sua entrada em operação, pelo valor total efetivamente incorrido e comprovado. Adicionalmente, no item 236 da

NT 07/2026, a Agência indica que o reconhecimento pelo custo efetivamente incorrido, ocorrerá pelo custo histórico de construção, corrigido monetariamente até a data-base do ciclo tarifário.

No entanto, cabe destacar que, **além da correção monetária pela inflação, também deve ser considerada a remuneração pelo WACC regulatório desde o primeiro dispêndio realizado, de forma a aplicar a remuneração justa sobre o capital aportado antes do início da operação dos ativos mencionados e compensação pelo custo de oportunidade durante o período sem retorno tarifário.**

Este racional inclusive está refletido nos fluxos tarifários constantes dos processos de obtenção de Autorização de Construção (AC) do Projeto ECOMP Japeri⁶¹ e do Projeto PR Macaé⁶², ambos aprovados pela ANP.

Entre as exigências aprovadas nos documentos apresentados para a obtenção das referidas autorizações, destaca-se a demandada pelo §3º do Artigo 10º da RANP 52/2015, a saber: proposta tarifária aplicável ao serviço de transporte firme contendo a estruturação financeira do projeto, seu fluxo de caixa descontado, a memória de cálculo da taxa de desconto utilizada no fluxo descontado e a projeção dos gastos com a aquisição, construção, instalação e montagem da instalação de transporte.

Em ambos os investimentos autorizados, os fluxos de caixa descontados aprovados por essa Agência refletiam a aplicação do WACC regulatório vigente desde o primeiro dispêndio de CAPEX incorrido pela transportadora, respeitando-se, porém, os princípios de que suas incorporações efetivas à receita e os respectivos períodos de amortização e depreciação sejam iniciados a partir das respectivas datas de entrada em operação de cada ativo.

⁶¹ Nas Análises nº 11/2025/SIM-COI/SIM (SEI 4628361), nº 61/2024/SIM-CEA/SIM (SEI 3831649), nº 12/2024/SIM-CSM/SIM (SEI 4450410), nº 53/2024/SIM-CAT/SIM (SEI 4395110) e do Parecer nº 1/2025/SIM-COI/SIM/ANP (SEI 4634035) a ANP concluiu que a documentação encaminhada pela NTS no âmbito do processo de Autorização de Construção ("AC") do Estação de Compressão Japeri atendia às exigências da Resolução ANP nº 52, de 02/12/2015 ("RANP 52/2015"), bem como às demais resoluções aplicáveis, e, sendo assim, deferiu o pleito da transportadora concedendo a Autorização SIM-ANP nº 42, de 27 de janeiro de 2025 (DOU de 28 de janeiro de 2025).

⁶² Na Análise Técnica nº 729/2025/SIM-COI/SIM (SEI 5514750), e nos Despachos de Encaminhamento da Coordenação de Cálculo Tarifário - CTR (5606921), da Coordenação de Transporte e Comercialização - CTC (5532327) e da Coordenação de Supervisão da Movimentação - CSM (5071227), a ANP verificou que os documentos encaminhados atendiam às exigências da Resolução ANP nº 52, de 02/12/2015 ("RANP 52/2015"), bem como às demais resoluções aplicáveis, e, por isso, deferiu o pleito da transportadora concedendo a Autorização SIM-ANP nº 01, de 02 de janeiro de 2026 (DOU de 05 de janeiro de 2026).

Situação semelhante ocorreu no processo do gasoduto GASIG, objeto da Autorização de Operação SIM-ANP nº 302 (SEI 4066040), de 28 de maio de 2024, cuja inclusão na BRA foi autorizada por meio do Ofício nº 114/2024/SIM-CEA/SIM/ANP-RJ (SEI 4037224). Durante as discussões sobre este investimento, a NTS pleiteou a aplicação dos Juros sobre Obras em Andamento (“JOA”) sobre os desembolsos de CAPEX realizados durante a fase de construção do projeto, como forma de remunerar o capital investido nessa etapa. Contudo, o pleito não foi acatado pela Agência, uma vez que tal metodologia não encontra fundamento na regulamentação aplicável. No entanto, foi acatada e aprovada a proposta tarifária que continha a inclusão no fluxo de caixa da remuneração dos montantes de CAPEX incorridos durante a fase de construção. Tal prática foi também mencionada repetidamente em contribuições realizadas pelos agentes no âmbito da Consulta Pública ANP nº 17/2023 referente ao POCC do período 2024-2028, em que foi sinalizado pelo mercado que a incorporação no fluxo de caixa da remuneração pelo WACC dos desembolsos de CAPEX ocorridos na fase construção/ implementação de um ativo é uma prática aplicada em outros setores regulados, como, por exemplo, na transmissão de energia elétrica (PRORET - Submódulo 9.1).

A remuneração pelo WACC regulatório de capital dispendido anteriormente à incorporação de um ativo na BRA também encontra fundamento na recém-publicada Nota Técnica nº 8/2026/SIM-CTR/SIM/ANP (SEI 5733157). Na subseção 5.5, a Agência analisa os Sobressalentes Críticos e sua respectiva remuneração pleiteados pela TAG. Apesar da natureza distinta da ECOMP Japeri e do PR Macaé, a ótica da remuneração possui aspectos aplicáveis em ambos os casos.

No item 293 da referida Nota a Agência afirma que:

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

Entendimento este ratificado no item 294.a:

“a) Legitimidade da taxa aplicada. A WACC de 7,25% a.a. em termos reais corresponde à taxa de retorno regulatória vigente à época das aquisições, adotada pela ANP desde o Concurso Público de Alocação de

Capacidade da TBG em 2019 e mantida em vigor até a sua recente atualização para o ciclo tarifário 2026-2030. A utilização desta taxa como fator de capitalização dos sobressalentes é, portanto, tecnicamente adequada, na medida em que reflete o custo de oportunidade do capital regulatório durante o período em que os itens permaneceram em estoque (2020-2024).”

Sendo assim, como forma de aplicar uma remuneração justa sobre o capital aportado antes do início da operação dos ativos mencionados e compensação pelo custo de oportunidade durante o período sem retorno tarifário, a NTS solicita que no momento da inclusão dos custos incorridos nos respectivos fluxos de caixa, tais valores reflitam, além da correção monetária pela inflação, a remuneração pelo WACC regulatório desde o primeiro dispêndio realizado.

5.4 Demais Projetos de Expansão sem Autorização de Construção

No item 265 e tabela 26 da subseção 5.6 da NT 07/2026, esta Agência indica a glosa integral do investimento total proposto pela NTS para a Estação de Redução de Pressão São José dos Campos (“ERP SJC”), sob o argumento de que o projeto não detém Autorização de Construção (AC) emitida pela ANP.

No item 262 desta mesma seção da NT 07/2026, a Agência indica que a ausência de AC emitida indica que o projeto ainda se encontra em estágio preliminar de desenvolvimento (em fase de estudos de viabilidade, obtenção de licenças etc.) e que por estar num estágio inicial pode haver o risco de o projeto não se materializar.

Nesse sentido, é importante esclarecer e dar o devido tratamento ao caso específico do **Projeto ERP SJC**, tendo em vista que:

- (i) Este projeto possui processo de obtenção da AC iniciado 07 de julho de 2023 (Processo SEI nº 48610.222935.2023-98), estando este em fase final de análise pela ANP e iminência de aprovação por esta Agência, uma vez que a NTS já submeteu a documentação exigida. Fica claro, portanto, que este projeto **não se enquadra na situação de estágio preliminar de desenvolvimento**; e
- (ii) Trata-se de projeto cuja realização é de **importância sistêmica**, essencial para a mitigação de gargalo da rede de transporte da NTS entre diferentes zonas de capacidade

livre, visando garantir a segurança de suprimento e pleno atendimento à demanda do estado de São Paulo, **maximizando os efeitos da ECOMP Japeri**, conforme indicado na Carta NTS 630/2025 (SEI 5583382), de 17 de dezembro de 2025.

Por tais motivos, **a NTS solicita a consideração do Projeto ERP SJC no Ciclo Tarifário 2026-2030**, com o valor de R\$ 24,2 milhões (moeda dez/25), conforme cronograma físico-financeiro (SEI 5838510) apresentado por meio da Carta NTS 162/2026, no âmbito do Processo SEI 48610.222935/2023-98, e resumo contido na **Tabela 22 abaixo indicada**.

Tabela 22: Valor proposta para BRA do ERP São José dos Campos

(data-base da moeda: dez/2025)				
Ano	BRA inicial (R\$ MM)	CAPEX (R\$ MM)	Depreciação (RS MM)	BRA final (R\$ MM)
2022	0	0	0	0
2023	0	1	0	0
2024	0	0	0	0
2025	0	0	0	0
2026	0	0	0	0
2027	0	22	1	22
2028	22	0	2	20
2029	20	0	2	19
2030	19	0	2	17

Nota: A Depreciação estimada com vida útil de 15 (quinze) anos.

Por fim, quanto aos **demais projetos de expansão**, tais como GASINF, ECOMP Macaé, Aumento GASBEL II, Novos PRs e PEs, conforme orientação contida nas determinações regulatórias constantes da referida subseção 5.6 da NT 07/2026, **a NTS informa que os submeterá para inclusão tarifária mediante revisão tarifária extraordinária**, nos termos do procedimento estabelecido na Resolução ANP nº 991/2026, **uma vez que tenham as suas Autorizações de Construção aprovadas pela ANP** durante o Ciclo Tarifário 2026-2030.

6 Sobressalentes Críticos

6.1 Informações solicitadas para aprovação dos valores de 'Sobressalentes Críticos'

Os itens e equipamentos que compõe o estoque de sobressalentes críticos, para serem assim qualificados, passam por uma minuciosa análise de criticidade da NTS. Com base nos dispositivos regulatórios e contábeis vigentes, detalhados no Relatório da NTS "Sobressalentes Críticos" (SEI 5133888), os critérios de avaliação são balizados principalmente pelo impacto na operação do sistema de transporte, pelo tempo de fornecimento do item (*lead time*), pelo nível de utilização, pelo sistema e pelo impacto na segurança de colaboradores e meio ambiente.

É válido também mencionar que o montante de R\$ 22,3 milhões apresentado na NT 07/2026 considerava o saldo do estoque de sobressalentes críticos na posição de dezembro de 2024, adicionado de atualização monetária. Tendo em vista o tempo transcorrido entre o primeiro envio de proposta de BRA e a presente Consulta Pública, a NTS solicita a esta Agência que atualize o valor da rubrica sob análise nesta seção para R\$ 19,9 milhões, que representa a posição do estoque crítico em dezembro de 2025 atualizado monetariamente desde a data de aquisição dos itens até a data da posição informada, conforme demonstrado no Anexo 12. Isto posto, a NTS responderá a seguir às exigências contidas no item 277 da NT 07/2026 referentes a este tema.

A demonstração de existência física demandada por esta Agência, segue no Anexo 18 – Pasta Exigência 1, no qual constam documentos físicos digitalizados do último inventário de todo o estoque de sobressalentes (out/2025), bem como seus registros no sistema SAP e sua aprovação interna. Já a conciliação com Demonstrações Financeiras - valores conciliáveis com os registros contábeis auditados de 2020 a 2024, com identificação do exercício de aquisição de cada item, segue no Anexo 18 – Pasta Exigência 4, contendo a Demonstração Financeira de 2024. É válido destacar que ambos os documentos contêm os itens sobressalentes críticos, mas também refletem o registro de todos os itens do estoque de sobressalentes.

Quanto à demonstração de alocação dos Sobressalentes ao Contrato Malha SE e demais, esta pode ser observada no Anexo 18. No entanto, a NTS solicita o reconhecimento do valor integral dos "Sobressalentes Críticos" tendo em vista que a aquisição destes itens deve possuir uma visão de eficiência global da malha, ou seja, são ativos que muitas vezes podem ser utilizados em múltiplas instalações. Portanto, não seria eficiente a aquisição de itens em duplicidade de forma a compor um estoque para as instalações de cada contrato.

Em relação ao questionamento sobre a verificação de ausência de duplicidade com OPEX, a NTS esclarece que os valores indicados de “Sobressalentes Críticos” não se sobrepõem aos valores de “peças sobressalentes” projetados na rubrica de OPEX “Outras Manutenções”, conforme pode ser observado nas explicações constantes do item 3.6.2.

Quanto ao estabelecimento de vida útil regulatória máxima de 10 anos para sobressalentes críticos, considerando que se trata de componentes eletrônicos e mecânicos sujeitos a obsolescência tecnológica, este pode ser observado na aba “Estoque 2025” do Anexo 18. Cabe comentar que a depreciação destes ativos terá início a partir do seu reconhecimento na BRA.

Dessa forma, **a NTS solicita a inclusão dos valores da posição de dezembro de 2025 de ‘Sobressalentes Críticos’, no montante de R\$ 19,9 milhões, na Base Regulatória de Ativos do Ciclo Tarifário 2026 – 2030.**

6.2 Aplicação do WACC regulatório aos Sobressalentes Críticos

Na Seção 6 da NT 07/26, a ANP avalia o pleito da NTS de inclusão na BRA do valor residual integral de R\$ 22,3 milhões referentes à aquisição de sobressalentes críticos. Conforme mencionado na seção anterior solicita-se nesta Consulta Pública sua atualização para R\$ 19,9 milhões, referentes à posição dezembro de 2025 dessa rubrica, com a devida atualização monetária.

No item 278 da NT 07/2026 e na determinação regulatória apresentada, a Agência indica a aprovação condicional do valor histórico de 22,3 milhões para tais itens, justificada especialmente por não haver dupla contagem com o CRN; por se tratar de itens que não foram consumidos durante a vigência dos contratos legados, permanecendo disponíveis para utilização no regime regulado; e pela natureza estratégica dos itens que beneficia a continuidade operacional do sistema no regime regulado.

Quanto ao valor histórico aprovado, a NTS destaca que sobre esse valor deverá incidir fator de capitalização pela taxa WACC vigente à época, na medida em que é necessário refletir o custo de oportunidade do capital regulatório durante o período em que os itens permaneceram em estoque, uma vez que durante o tempo transcorrido desde a aquisição e imobilização desses elementos até o presente o momento não houve retorno tarifário nos contratos legados.

Em caso análogo, esse ponto de vista é constatado pela própria ANP no item 289 da Nota Técnica 08/2026 (SEI 5733157), em que a Agência analisa a proposta de valoração da BRA da TAG. No item 294 dessa mesma Nota Técnica, a ANP afirma que:

"(a) (...) A utilização desta taxa como fator de capitalização dos sobressalentes é, portanto, tecnicamente adequada, na medida em que reflete o custo de oportunidade do capital regulatório durante o período em que os itens permaneceram em estoque (2020-2024); (b) (...) No caso dos sobressalentes, a situação é estruturalmente distinta: (i) o valor-base é aceito justamente porque não há dupla contagem com o CRN — sobressalentes em estoque não estão instalados nos ativos valorados; (ii) os itens não foram consumidos durante a vigência do contrato legado, permanecendo disponíveis para utilização no regime regulado 2026-2030; e (iii) a TAG efetivamente imobilizou capital nestes itens sem auferir retorno tarifário correspondente durante o período de estocagem. Nestas circunstâncias, o reconhecimento do custo de carregamento do capital (carrying cost) pela WACC regulatória vigente à época (7,25% a.a.) é razoável e consistente com a prática regulatória internacional, dada a baixa materialidade do montante envolvido (R\$ 4,4 milhões); e (c) É relevante registrar que a capitalização pela WACC vai além da mera atualização monetária (pelo IGP-M ou IPCA, que preserva o poder de compra): ela remunera o capital investido durante o período de estocagem. No caso dos sobressalentes, esta remuneração adicional é justificável na medida em que a TAG manteve itens estratégicos em estoque — com capital imobilizado e exposto a risco de obsolescência — que não geraram retorno tarifário durante o período dos contratos legados, mas que beneficiarão diretamente a continuidade operacional do sistema no regime regulado."

Em vista do exposto, **solicita-se que a ANP aplique sobre o valor dos sobressalentes críticos de R\$ 19,9 milhões, referentes à posição e moeda de dezembro de 2025, o WACC regulatório** vigente à época (7,25% a.a. em termos reais), com a finalidade de remunerar o montante investido pela NTS durante o período em que os sobressalentes críticos permaneceram em

estoque sem gerar retorno tarifário, assim como compensar o custo de oportunidade do capital regulatório durante o período em que os itens permaneceram em estoque.

7 Lista de Anexos

- Base Regulatória de Ativos

Anexo 1: Relatório da Consultoria Synergies

Anexo 2: Relatório da Consultoria Siglasul

Anexo 3: Relatório da KPMG

Anexo 4: Documentação comprobatória da Aquisição da SCOMP ESMAN

Anexo 5: Documentação de Engenharia do PTE Capuava

Anexo 6: Documentação de Engenharia do PTE Cruzeiro

Anexo 7: Documentação de Engenharia do PTE Juiz de Fora

Anexo 8: Documentação de Engenharia do PTE Lorena

Anexo 9: Documentação de Engenharia do PTE Pirai

Anexo 10: Documentação de Engenharia do PTE Suzano

Anexo 11: Documentação de Engenharia do PTE Taubaté

Anexo 12: Proposta de Valoração da BRA pelo CRN

- Gastos Operacionais (OPEX)

Anexo 13: Nota Explicativa – Estudo do Corredor Pré-Sal Sul (DB II)

Anexo 14: Nota Explicativa – Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P&D&I)

Anexo 15: Gastos Operacionais - Ciclo Tarifário NTS 2026-2030

- Sustaining CAPEX Projetado

Anexo 16: Sustaining CAPEX - Ciclo Tarifário NTS 2026-2030

Anexo 17: Documentação suporte referenciada no Anexo 17

- Sobressalentes Críticos

Anexo 18: Exigências de Sobressalentes Críticos