

Consultoria técnica para consulta pública nº 11/2026: subsídios sobre a aplicação do Método do Capital Recuperado (Recovered Capital Method - RCM) para valoração dos ativos referentes aos Contratos Legados - NTS



The better the question. The better the answer. The better the world works.

São Paulo, 07 de julho de 2026

À

Nova Transportadora do Sudeste S.A.

Prezados Senhores,

De acordo com os termos do Contrato celebrado entre a Nova Transportadora do Sudeste S.A. ("NTS" ou "cliente" ou "transportadora") e a Ernst & Young Assessoria Empresarial Ltda. ("EY"), realizamos trabalho de assessoria técnica especializada relacionado ao Processo ANP nº 48610.209490/2025-12 e à Consulta Pública nº 11/2026, instaurada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"), referente à revisão da metodologia de valoração da Base Regulatória de Ativos ("BRA") e dos componentes tarifários aplicáveis ao ciclo tarifário de transporte de gás natural 2026-2030.

O presente relatório foi elaborado com a finalidade de fornecer análises técnicas independentes sobre os temas submetidos à consulta pública, incluindo a avaliação da metodologia proposta pela ANP, seus fundamentos conceituais, incluindo a avaliação da metodologia proposta pela ANP, seus fundamentos conceituais, testes de sensibilidade das premissas adotadas e análise independente dos resultados produzidos por sua aplicação. Em particular, o trabalho contemplou a análise crítica da aplicação do *Recovered Capital Method* (RCM) para fins de determinação da BRA, bem como a avaliação de aspectos associados à reconstrução da recuperação histórica do capital investido, custos operacionais, investimentos, depreciação e demais componentes relevantes à metodologia regulatória proposta.

Assim, este relatório busca subsidiar a NTS na elaboração de suas contribuições técnicas ao processo regulatório em curso. A definição dos critérios regulatórios aplicáveis, a avaliação das contribuições recebidas e a adoção de quaisquer decisões regulatórias permanecem sob responsabilidade exclusiva da ANP, no exercício de suas competências legais e institucionais.

Natureza e escopo dos serviços

O presente trabalho constitui serviço de consultoria e assessoria técnica especializada e não representa auditoria, revisão, assecuração, perícia ou qualquer outra forma de atestação.

As análises foram desenvolvidas a partir de informações, documentos e premissas disponibilizados pela NTS, pela ANP e por outras fontes consideradas relevantes para os objetivos do trabalho. Tais informações e premissas não foram objeto de auditoria, certificação ou validação independente pela EY, exceto quando expressamente indicado no relatório.

Divulgação e utilização

Considerando a natureza do processo regulatório, este relatório poderá integrar as contribuições da NTS à Consulta Pública nº 11/2026 e tornar-se documento público. Embora possa ser disponibilizado publicamente, o relatório foi elaborado exclusivamente para os objetivos descritos nesta carta e no respectivo contrato celebrado entre a EY e a NTS.

Nenhum terceiro poderá se apoiar ou invocar este relatório como fundamento para decisões próprias, e a EY não assume qualquer responsabilidade perante terceiros em relação ao seu conteúdo.

Adicionalmente, a EY não assume qualquer responsabilidade por usos do relatório para finalidades distintas daquelas para as quais foi elaborado.

Na medida em que o relatório contenha análises de sensibilidade, simulações ou avaliações dos efeitos decorrentes da aplicação de determinadas premissas metodológicas ou regulatórias,

tais resultados possuem caráter analítico e ilustrativo. A EY não assume responsabilidade pela concretização de resultados futuros ou pela adoção de decisões regulatórias por quaisquer partes.

Considerações finais

As análises apresentadas refletem nossa avaliação técnica independente com base nas informações disponíveis até a data deste relatório. A EY não possui obrigação de atualizar o presente documento em decorrência de fatos, documentos ou circunstâncias que venham a ocorrer posteriormente à sua emissão, salvo disposição contratual em contrário.

Demais considerações, limitações e restrições de uso devem ser consideradas conforme apresentado no anexo 4.1 deste relatório.

Atenciosamente,



Ernst & Young Assessoria Empresarial Ltda.

Relação de Figuras, Tabelas e Gráficos

Relação de Figuras

Figura 1:Timeline NTS	12
-----------------------------	----

Relação de Tabelas

Tabela 1: Premissas e fontes ANP	16
Tabela 2: Tabela comparativa de datas de autorização	27
Tabela 3: Sensibilidade do RCM em valores nominais (R\$ mil)	32
Tabela 4: Conclusão de impacto e análise independente em valores nominais (R\$ mil)	35
Tabela 5: Comparativo Receitas em valores nominais entre 2006 e 2007 (R\$ mil)	36
Tabela 6: Receita líquida ano a ano (R\$ mil)	38
Tabela 7: Dados SCOMPs em valores nominais (R\$ mil)	41
Tabela 8: Custos ano a ano (R\$ mil)	43
Tabela 9: CRN por Gasoduto (R\$ mil)	45
Tabela 10: Cronograma de Instalação das Infraestruturas Anteriores a 2006	45
Tabela 11: VRD por Gasoduto (R\$ mil)	47
Tabela 12: Distribuição Temporal do Capex do Gascar (R\$ mil)	48
Tabela 13: Capex Ano a Ano (R\$ mil)	50
Tabela 14: Depreciação Fiscal Ano a Ano (R\$ mil)	54
Tabela 15: Composição da Taxa de Desconto	56
Tabela 16: Componentes de cálculo RCM e principais observações (R\$ Mil)	60
Tabela 17: Resumo de documentos recebidos	70

Relação de Gráficos

Gráfico 1: Impacto da variação das premissas sobre o RCM da ANP (R\$ mil)	33
Gráfico 2: Premissas de maior impacto em ordem decrescente (R\$ mil)	33
Gráfico 3: Receita (R\$ mil)	37
Gráfico 4: Custos e despesas (R\$ mil)	42
Gráfico 5: Capex (R\$ mil)	50
Gráfico 6: Depreciação fiscal (R\$ mil)	54
Gráfico 7: Value bridge - RCM análise independente (em R\$ mil)	59

Relação de Abreviações

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

AO - Autorização de Operação

BRA - Base Regulatória de Ativos

CAPEX - Capital Expenditures (Investimentos em capital)

CFC - Conselho Federal de Contabilidade

CHCI - Custo Histórico Corrigido pela Inflação

CP - Consulta Pública

CRN - Custo de Reposição a Novo

DFs - Demonstrações Financeiras

EIA - U.S. Energy Information Administration

ERP - Estação Redutora de Pressão

EY - Ernst & Young (empresa de consultoria)

G&A - General and Administrative Expenses (Despesas Gerais e Administrativas)

IBAPE - Instituto Brasileiro de Avaliações e Perícias de Engenharia

LAIR - Lucro Antes do Imposto de Renda

NTS - Nova Transportadora do Sudeste S.A.

O&M - Operation and Maintenance (Operação e Manutenção)

OPEX - Operational Expenditures (Despesas Operacionais)

PR / PTR - Ponto de Recebimento

PE / PTE - Ponto de Entrega

RCM - Recovered Capital Method

RMP - Receita Máxima Permitida

SAP - Systems, Applications and Products (sistema de gestão empresarial)

SCOMPs - Station Compression (estações de compressão, no contexto de ativos alugados/operacionais)

SIM - Superintendência de Infraestrutura e Movimentação

SPU - Secretaria do Patrimônio da União

TAG - Transportadora Associada de Gás S.A.

Relação de Abreviações

TBG - Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil

WACC - Weighted Average Cost of Capital (Custo Médio Ponderado de Capital)

UTE - Usina Termelétrica

VRD - Valor de Reposição Depreciado

Sumário

1.	Introdução e Objetivo	8
1.1.	Objetivo	8
1.2.	Visão geral	8
1.3.	Contexto histórico da NTS - Malha Sudeste	10
1.4.	Método do Capital Recuperado - RCM	12
2.	RCM: Análise técnica e impactos	15
2.1.	Modelo elaborado pela ANP	15
2.1.1	Premissas adotadas e racional metodológico	15
2.1.2	Inconsistências e fragilidades identificadas	17
2.1.2.1	Receita	19
2.1.2.2	Custos e despesas	21
2.1.2.3	CAPEX	24
2.1.2.4	Depreciação Fiscal e Baixas	29
2.1.2.5	Taxa de desconto	30
2.2.	Teste de sensibilidade e análise independente	31
2.2.1	Teste de sensibilidade	32
2.2.2	Análise independente	34
2.2.2.1	Sumário Executivo	35
2.2.2.2	Receita	35
2.2.2.3	Custos e despesas	39
2.2.2.4	CAPEX	44
2.2.2.5	Depreciação fiscal e baixas	52
2.2.2.6	Taxa de desconto	56
2.2.2.7	Resultado Análise Independente	58
3.	Conclusão	62
3.1.	Resumo das principais conclusões técnicas identificadas	62
3.2.	Detalhamento das conclusões identificadas	63
4.	Anexos	67
4.1	Considerações finais e limitações	67
4.2	Documentos recebidos	70

1. Introdução e Objetivo

1.1. Objetivo

A EY foi contratada pela NTS para prestar suporte técnico no âmbito do Processo ANP nº 48610.209490/2025-12, para apresentação de contribuição técnica em relação à Consulta Pública nº 11/2026, com foco na valoração da BRA e dos componentes tarifários aplicáveis às transportadoras de gás natural no ciclo tarifário 2026-2030.

O objetivo do projeto consiste em apoiar a NTS na análise crítica da metodologia de valoração proposta pela ANP, com foco especial no RCM, buscando:

- Compreender, documentar e analisar, de forma estruturada, as bases de dados, premissas e o racional metodológico utilizados pela ANP no cálculo do RCM;
- Identificar inconsistências, lacunas de informação e limitações documentais nas abordagens adotadas, bem como levantar referências alternativas capazes de suportar uma visão revisada baseada em dados históricos, factuais e rastreáveis;
- Analisar cenários revisados para os principais *inputs* do modelo, com base em evidências técnicas e critérios consistentes;
- Recalcular o RCM a partir dos cenários revisados, com o objetivo de testar a sensibilidade do método, e avaliar o impacto das revisões propostas sobre a BRA.

O trabalho busca desenvolver uma análise técnica orientada por evidências, combinando a análise crítica do modelo regulatório com a construção de cenários alternativos e o recálculo do RCM. Esta abordagem permite avaliar a coerência metodológica do modelo, sua robustez e sua sensibilidade às premissas adotadas.

Como resultado, o projeto visa fornecer subsídios técnicos consistentes para apoiar o posicionamento da NTS no processo regulatório, contribuindo para a formulação de argumentos fundamentados junto à ANP. Adicionalmente, busca assegurar que a valoração da BRA reflita adequadamente a realidade dos dados disponíveis e seja conduzida com maior transparência, consistência e previsibilidade, bem como esteja alinhada com as boas práticas e metodologias amplamente reconhecidas por reguladores nacionais e internacionais.

1.2. Visão geral

O presente documento foi elaborado no âmbito das Consultas Públicas n.º 03/2026 e 11/2026 da ANP, com o objetivo de apoiar a NTS na condução de suas contribuições referente à definição da metodologia de valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) aplicável ao transporte de gás natural no ciclo tarifário 2026-2030.

No modelo de regulação por Receita Máxima Permitida (RMP), a BRA constitui elemento central, influenciando diretamente a remuneração do capital, a formação tarifária e os incentivos econômicos associados à operação e expansão da infraestrutura. Dessa forma, a escolha metodológica possui caráter estruturante, sendo determinante para um ambiente regulatório estável, previsível e capaz de sustentar o desenvolvimento de longo prazo do setor.

O transporte de gás natural constitui infraestrutura crítica, intensiva em capital e essencial para a segurança energética do país. A adequada regulação desse segmento é condição necessária para:

- garantir a continuidade e confiabilidade da operação do sistema;
- viabilizar novos investimentos em expansão e modernização da malha;
- promover a integração de mercados e o aumento da competitividade; e
- sustentar a evolução do setor no contexto da transição energética.

1. Introdução e Objetivo

Nesse cenário, a metodologia de definição da BRA deve estar orientada por critérios de consistência econômica, aderência à realidade física e operacional dos ativos, rastreabilidade das informações utilizadas e estabilidade regulatória. A adequada definição sobre a base, por essa ótica, deve buscar equilíbrio entre estabilidade tarifária, remuneração compatível dos ativos em serviço, incentivos à eficiência e preservação da capacidade de investimentos das transportadoras.

A escolha da abordagem a ser adotada, no âmbito do novo marco regulatório assume, portanto, caráter intertemporal. Nesse contexto, a previsibilidade regulatória e a segurança jurídica assumem relevância particular, especialmente em relação aos investimentos realizados sob marcos regulatórios e condições econômicas vigentes à época de sua implementação. Alterações metodológicas com potencial de impactar a forma de reconhecimento e remuneração desses ativos recomendam avaliação cuidadosa de sua compatibilidade com os princípios de estabilidade regulatória e com as proteções conferidas pelo ordenamento setorial, incluindo aquelas previstas no artigo 44 da Lei nº 14.134/2021.

Em setores caracterizados por investimentos irreversíveis e de longos horizontes de maturação, alterações relevantes na forma de valoração dos ativos devem ser avaliadas à luz de sua compatibilidade com práticas regulatórias consolidadas e com estabilidade das regras aplicáveis. Esse aspecto torna-se particularmente importante quando a metodologia adotada se afasta de abordagens tradicionalmente estabelecidas e amplamente testadas utilizadas na regulação econômica de ativos de infraestrutura.

Inicialmente, a Resolução ANP nº 991/2026, publicada no contexto da transição regulatória do setor de transporte de gás natural, caracterizada pela migração de um ambiente historicamente baseado em contratos bilaterais para um regime regulado por incentivos e contratação de capacidade por entrada e saída, estabeleceu o novo regime tarifário aplicável aos sistemas de transporte e introduziu o desafio de incorporar adequadamente os ativos existentes à Base Regulatória de Ativos. Nesse contexto, o RCM foi previsto como uma possível abordagem para a valoração de ativos vinculados a contratos legados.

Posteriormente, no âmbito da Consulta Pública nº 03/2026, a discussão sobre a definição da BRA contemplou metodologias tradicionalmente associadas à regulação por incentivos, como o Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) e o Custo de Reposição a Novo (CRN). Adicionalmente, a Nota Técnica nº 07/2026, elaborada para subsidiar a consulta pública e relativa à análise da NTS, já apresentava considerações sobre o RCM, incluindo os motivos que levaram a ANP a concluir pela impossibilidade de sua reprodução. O tema foi posteriormente aprofundado e operacionalizado pela Nota Técnica nº 14/2026.

Esse posicionamento representa mudança relevante de referencial metodológico, na medida em que desloca a análise de uma lógica baseada nos atributos físicos, patrimoniais e econômicos dos ativos para uma reconstrução retrospectiva de fluxos financeiros históricos.

Dessa forma, cabe ressaltar que as metodologias como CHCI e CRN possuem maior aderência às práticas tradicionalmente observadas na regulação econômica com relação a ativos de infraestrutura, pois partem de referências relacionadas ao custo histórico, ao custo de reposição, à vida útil, à depreciação e à capacidade de prestação de serviço dos ativos. O RCM, por sua vez, busca inferir, a partir de premissas históricas de receitas, custos, investimentos e parâmetros de remuneração, a parcela do capital que teria sido recuperada ao longo do tempo. Objetivamente, enquanto metodologias baseadas na valoração direta da infraestrutura buscam estimar o valor dos ativos em serviço, o RCM procura reconstruir retrospectivamente uma trajetória econômica passada.

A aplicação do RCM como metodologia de valoração desses ativos demanda análise criteriosa, sobretudo porque, na ausência de informações completas, homogêneas, auditáveis e conciliáveis sobre receitas, custos, investimentos, depreciação, taxas de retorno e baixas -, o

1. Introdução e Objetivo

resultado passa a depender de proxies, estimativas e critérios de alocação definidos posteriormente. Essa característica eleva a sensibilidade do modelo às premissas adotadas. Ainda, não se observam precedentes nacionais ou internacionais reconhecidos de utilização do RCM como método de valoração da BRA inicial em setores de infraestrutura regulada; as referências identificadas indicam seu uso apenas como método comparativo ou complementar em contextos específicos, como ocorrido exclusivamente na Austrália no caso do gasoduto não regulado.

De forma geral, o processo regulatório em curso representa um redesenho do modelo de transporte de gás no Brasil, de caráter estruturante e de longo prazo. Nesse cenário, a definição da BRA deve estar ancorada em metodologias que permitam refletir, de forma objetiva e rastreável, o valor econômico dos ativos em serviço, assegurando equilíbrio entre estabilidade tarifária e adequada remuneração dos ativos a partir de coerência entre risco operacional assumido, condições contratuais históricas e incentivos futuros. Adicionalmente, tal definição deve ser orientada pelas melhores práticas regulatórias, apoiada em metodologias amplamente reconhecidas e aplicadas por reguladores no Brasil e no exterior. Nessa perspectiva, a regulação deve privilegiar critérios estruturantes para o desenvolvimento do setor, evitando que a valoração da infraestrutura dependa de reconstruções retrospectivas altamente sensíveis a premissas não diretamente observáveis.

1.3. Contexto histórico da NTS - Malha Sudeste

A NTS é uma das principais operadoras de transporte de gás natural do Brasil, responsável por uma malha estratégica na região Sudeste, a mais demandante do país, conectando os principais centros consumidores – como Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais – às bacias produtoras de Campos e Santos. Sua infraestrutura, altamente interligada, desempenha papel central na segurança de suprimento e na flexibilidade do sistema de gás natural nacional.

A configuração atual da Malha Sudeste resulta de um processo histórico de desenvolvimento da infraestrutura de transporte de gás natural no Brasil, conduzido ao longo de diferentes ciclos de investimento, especialmente entre as décadas de 1980 e 2000. Esses ativos foram implantados em distintos contextos técnicos, operacionais e econômicos, refletindo padrões construtivos, tecnologias e condições de mercado específicos de cada período, o que confere à malha características de heterogeneidade e maturidade.

A evolução dessa infraestrutura está diretamente relacionada à estrutura organizacional e contratual do setor ao longo do tempo. Para fins da presente análise, é relevante considerar essa trajetória sob três dimensões complementares: (i) a estrutura institucional das entidades que abrigaram os ativos; (ii) a evolução dos arranjos operacionais e contratuais; e (iii) a disponibilidade e consistência das informações econômicas ao longo do tempo.

Inicialmente, os ativos que hoje compõem a Malha Sudeste foram desenvolvidos, implantados e operados pela Petrobrás, em um ambiente de elevada integração vertical, no qual as atividades de produção, transporte e comercialização de gás natural eram conduzidas sem segregação orientada, especificamente à regulação econômica da atividade de transporte.

Ao longo das décadas de 1980 e 1990, a expansão da malha correu de forma incremental, com a implantação de gasodutos estruturantes, como GASVOL, GASPAL, GASAN e GASBEL, sob coordenação da Petrobras e, em determinados casos, por meio de arranjos operacionais semelhantes a consórcios internos ou parcerias estruturadas pelo próprio grupo Petrobrás. A operação e manutenção desses ativos eram predominantemente conduzidas por entidades do grupo, com destaque à Transpetro, responsável pela gestão operacional da rede.

Um marco relevante ocorre em 3 de agosto de 2004, com a Autorização ANP nº 230/2004, que viabilizou a constituição do Consórcio Malhas Sudeste-Nordeste – composto por entidades vinculadas à Petrobras, incluindo a Transpetro, com o objetivo de implementar projetos

1. Introdução e Objetivo

estruturantes de transporte. Assim, até meados da década de 2000, os ativos permaneciam inseridos em estruturas organizacionais integradas, nas quais os fluxos econômicos eram definidos a partir de práticas corporativas internas, contratos bilaterais e decisões operacionais centralizadas. Nesse período, as informações de receitas, custos e investimentos refletiam objetivos gerenciais e contratuais específicos, não sendo estruturadas com base em premissas regulatórias.

O ano de 2006, adotado como ano base de corte na análise da ANP, está diretamente relacionado ao conjunto de contratos legados que passaram por estruturação mais formal a partir do período subsequente. A partir de 2007, observa-se a formalização de contratos de transporte de gás natural de longo prazo, firmados com a Petrobras na condição de principal carregadora, os quais passaram a definir parâmetros como capacidade contratada, tarifas de transporte e mecanismos de reajuste.

Nesse contexto, os anos de 2010 e 2011 representam etapas relevantes na consolidação desses instrumentos contratuais, refletindo a estabilização das condições comerciais e operacionais associadas à prestação do serviço de transporte. A partir desse período, observa-se maior consistência na aplicação das regras contratuais e maior previsibilidade dos fluxos associados à utilização da infraestrutura.

Dessa forma, o período compreendido entre 2006 e os anos subsequentes incorporam tanto a fase inicial de estruturação dos contratos legados quanto sua consolidação ao longo do tempo, constituindo a base temporal utilizada para a reconstrução dos fluxos econômicos no modelo regulatório analisado. Sob a perspectiva da Malha Sudeste, esse intervalo abrange um período em que coexistem ativos maduros, originados de ciclos de investimento anteriores, e a progressiva estruturação e consolidação dos arranjos contratuais que passam a organizar a geração de receitas da infraestrutura

Do ponto de vista histórico-operacional, a infraestrutura atualmente operada pela NTS foi majoritariamente desenvolvida sob um arranjo contratual bilateral, no qual os investimentos eram suportados por contratos de longo prazo – tipicamente do tipo *ship-or-pay* – firmados com a Petrobras. Esses contratos refletiam a estrutura do setor à época, caracterizada por elevada integração vertical e por uma dinâmica específica de alocação de riscos e retornos entre os agentes.

Cabe destacar que a NTS, embora tenha assumido a operação desses ativos em 2016, já existia anteriormente, tendo incorporado a Malha Sudeste no contexto do processo de reorganização dos ativos de transporte de gás natural da Petrobras. Em 2017, a companhia passou ao controle de investidores privados, no âmbito do processo de desverticalização do setor, mantendo, contudo, todas as suas receitas vinculadas a contratos legados firmados com a Petrobras.

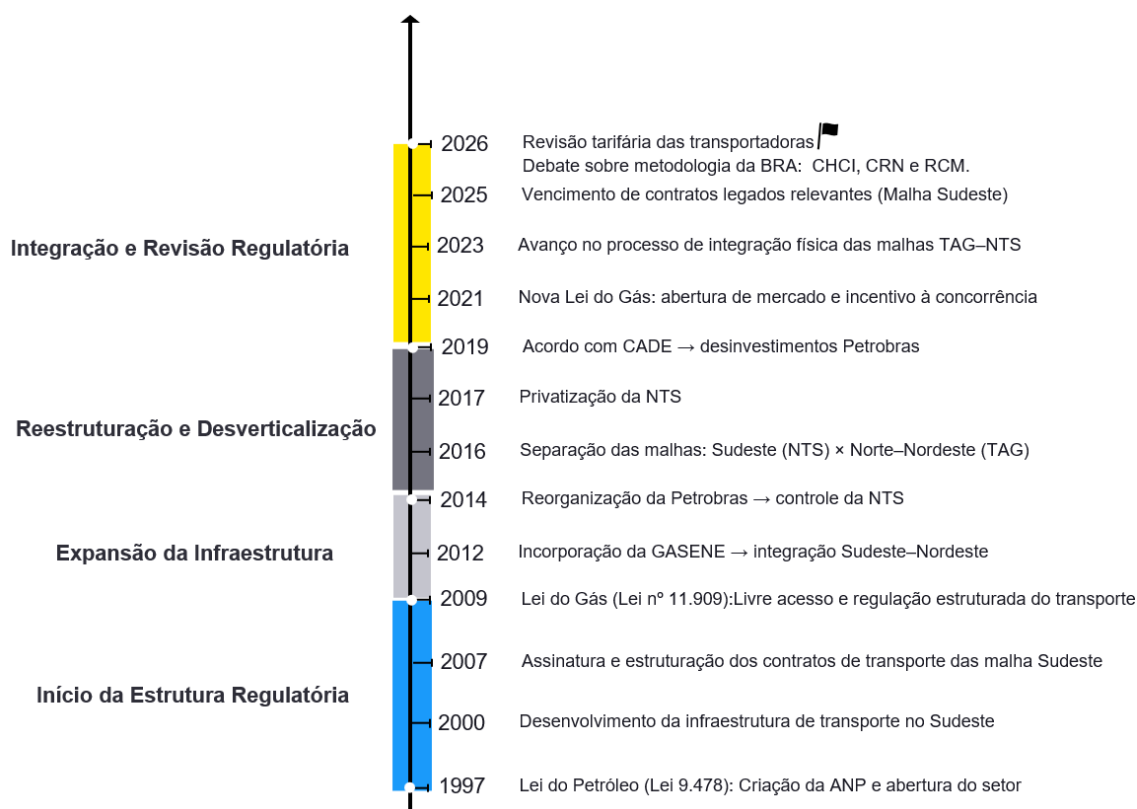
Ao longo dessa trajetória – abrangendo a implantação dos ativos, sua operação sob diferentes entidades do Sistema Petrobras, a formalização contratual a partir de 2007, sua consolidação em 2010-2011 e a posterior segregação e transição para a NTS – observa-se que a infraestrutura foi gerida sob múltiplos arranjos institucionais e contratuais. Essa evolução implica que os dados históricos associados à Malha Sudeste foram gerados em contextos distintos, com diferentes critérios de registro, objetivos econômicos e níveis de granularidade. Como resultado, essas informações não constituem uma base única, homogênea e originalmente estruturada para fins de reconstrução econômica retrospectiva.

Nesse contexto, os fluxos econômicos associados à construção e operação da infraestrutura não foram estruturados com base em premissas regulatórias voltadas à definição de uma base de ativos remunerável, mas sim em arranjos contratuais que refletiam as condições de risco, financiamento e retorno esperadas no momento da decisão de investimento. Adicionalmente, a reconstrução retrospectiva desses fluxos é desafiada pela própria complexidade societária

1. Introdução e Objetivo

associada à evolução da malha de transporte, marcada pela participação de diferentes empresas do grupo Petrobras, reorganizações societárias e pela alocação de ativos entre distintas afiliadas ao longo do tempo. Em alguns casos, estruturas de leasing e outros arranjos contratuais introduzem camadas adicionais de complexidade, uma vez que a propriedade dos ativos, sua operação e os correspondentes fluxos financeiros podem estar distribuídos entre diferentes entidades. Como consequência, os registros históricos de receitas, custos e investimentos não apresentam, necessariamente, a granularidade, padronização e rastreabilidade necessárias para a reconstrução confiável de fluxos econômicos retroativos com finalidade regulatória.

Figura 1: Timeline NTS



Fonte: EY.

1.4. Método do Capital Recuperado - RCM

O processo regulatório conduzido pela ANP indica uma mudança relevante na metodologia de valoração da BRA, particularmente no que se refere aos contratos legados. Inicialmente, as discussões no âmbito da Consulta Pública nº 03/2026 estiveram centradas em metodologias de natureza prospectiva, tradicionalmente adotadas em setores regulados, como o CHCI e o CRN, amplamente utilizados por reguladores nacionais e internacionais para definição de bases de ativos.

Essa discussão ganha relevância adicional ao se observar que o próprio histórico regulatório da ANP no segmento de transporte de gás natural esteve associado à utilização de metodologias baseadas na valoração dos ativos, incluindo a revisão tarifária da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), na qual foi adotada abordagem fundamentada no CHCI. Além disso, no contexto da evolução recente do marco regulatório, a ANP passou a indicar o CHCI como metodologia preferencial para valoração da BRA, reforçando sua aderência como referência para fins regulatórios.

1. Introdução e Objetivo

No decorrer do processo, observou-se a priorização do CRN como abordagem metodológica em grande medida associada à limitação de dados históricos completos de construção dos ativos mais antigos (notadamente anteriores aos anos 2000), os quais baseiam a aplicação do CHCI.

Posteriormente, através da Nota Técnica nº 14/2026, a ANP coloca em Consulta Pública uma nova valoração da BRA considerando o Método do Capital Recuperado (RCM) como referência aplicável aos ativos vinculados a contratos legados.

Essa alteração desloca a análise de uma lógica predominantemente prospectiva, associada à realidade econômica e física dos ativos, para uma abordagem de natureza retrospectiva, voltada à reconstrução de sua trajetória financeira. No RCM, os fluxos históricos de receitas e custos são utilizados para inferir, de forma residual, a parcela do capital investido que ainda não teria sido recuperada.

Diferentemente de metodologias em que a BRA é definida a partir de atributos econômicos e físicos – como valor, vida útil e capacidade de prestação de serviço –, o RCM simula as receitas passadas e reconstitui um fluxo de caixa retroativamente, alterando o referencial tradicionalmente adotado nos modelos regulatórios.

Adicionalmente, como já mencionado neste documento, não se identificam precedentes de aplicação do RCM como metodologia de valoração de base regulatória de ativos em setores regulados. As referências existentes restringem-se a contextos específicos, em particular a processos arbitrais envolvendo ativos de transporte de gás em contextos de negociação e arbitragem não regulados na Austrália, nos quais o método foi utilizado como instrumento complementar de transparência e suporte informacional, e não como base decisória principal.

As referências identificadas ao longo dos trabalhos concentram-se em contextos distintos da definição de Bases Regulatórias de Ativos em regimes de regulação econômica.

Em um dos processos, o RCM foi utilizado apenas como métrica informacional no âmbito de *disclosure* regulatório, sem qualquer papel decisório ou comparativo; em outro, foi empregado como insumo técnico em um processo arbitral, sem transparência quanto ao seu posicionamento relativo frente a metodologias alternativas. Esse padrão evidencia que o método não gera resultados consistentes ou diretamente comparáveis em diferentes contextos, reforçando sua natureza não determinística e fortemente dependente das premissas adotadas, bem como suas limitações como referência robusta para decisões tarifárias estruturais.

Entende-se, portanto, que se trata de uma abordagem concebida para contextos específicos, sobretudo ambientes com menor estrutura de regulação tarifária, como aqueles caracterizados por acesso negociado (*non-scheme pipelines*) ou por disputas econômicas relacionadas à valoração dos ativos. Nesse sentido, sua aplicação se deu de forma única no contexto do gasoduto não regulado da Austrália, associada a situações distintas da valoração da BRA.

Do ponto de vista conceitual e operacional, o RCM apresenta características que impõem restrições relevantes à sua aplicação em contexto regulatório. O método parte das receitas, custos e despesas observados para inferir, por processo residual, a decomposição entre remuneração e recuperação do capital, em vez de partir diretamente do valor dos ativos e de sua capacidade futura de prestação de serviço. Sua consistência, portanto, depende de bases históricas completas, coerentes, auditáveis e rastreáveis, com adequada segmentação de receitas, custos, ativos e retorno sobre o capital ao longo do período analisado.

À luz desses pontos, o RCM revela limitações relevantes por depender de reconstruções retrospectivas apoiadas em premissas não observáveis e por apresentar elevada sensibilidade a parâmetros, com potenciais implicações sobre a relação entre risco assumido e retorno esperado.

1. Introdução e Objetivo

Ao privilegiar a reconstrução de fluxos passados em detrimento de atributos diretamente observáveis dos ativos, a metodologia passa a depender de inferências modeladas, cuja robustez está condicionada à qualidade e consistência das hipóteses adotadas. Por essa razão, sua adoção como instrumento de definição tarifária introduz elementos adicionais de discricionariedade metodológica quando comparada a abordagens fundamentadas em atributos diretamente observáveis da infraestrutura. Como consequência, os resultados passam a depender, em medida relevante, das premissas, critérios de reconstrução e bases de dados utilizadas, reduzindo sua objetividade, reprodutibilidade e verificabilidade.

2. RCM: Análise técnica e impactos

Considerando a nota técnica nº 14/2026 e seus anexos, foi realizada uma análise técnica da aplicação do RCM no modelo desenvolvido pela ANP para os ativos da NTS. A análise parte da compreensão da estrutura lógica do modelo, com o objetivo de verificar como as principais variáveis – receitas, custos e despesas, impostos, investimentos e depreciação fiscal – foram consideradas para estimar a parcela de capital ainda não recuperada ao longo do período histórico considerado.

Nesse sentido, a revisão foi conduzida a partir do mapeamento do racional metodológico adotado para cada componente do cálculo. Esse processo contemplou a identificação das fontes de dados utilizadas, dos critérios de tratamento e alocação das informações, das premissas aplicadas em períodos com menor disponibilidade de dados e da forma como diferentes bases históricas foram combinadas na construção do fluxo de caixa regulatório.

Por fim, foram realizados testes de sensibilidade do modelo, com o objetivo de avaliar o grau de variação dos resultados diante de alterações nas principais premissas adotadas, bem como análises independentes para determinados componentes críticos do cálculo, utilizando dados históricos observáveis, fontes alternativas de informação e referenciais comparáveis. Esse conjunto de exercícios permitiu verificar a consistência dos resultados apresentados pelo modelo, bem como identificar a dependência em relação às premissas utilizadas e à qualidade e robustez das bases de dados que suportam a estimativa do capital ainda não recuperado.

2.1. Modelo elaborado pela ANP

2.1.1 Premissas adotadas e racional metodológico

A aplicação do RCM para a NTS, conforme proposto pela ANP, não se limita à determinação direta do valor dos ativos. Conforme já mencionado, trata-se de uma abordagem que busca reconstruir, de forma retrospectiva, a trajetória de remuneração da infraestrutura ao longo do período analisado, neste caso entre 2006 e 2025, com o objetivo de estimar a parcela de capital ainda não recuperada. Nesse contexto, o método, nunca antes utilizado para definição de base regulatória de ativos, pretende apurar o valor residual da BRA, como referência para a estimativa das tarifas aplicáveis ao ciclo regulatório de 2026-2030.

Para isso, o modelo organiza receitas, custos operacionais (OPEX), impostos, investimentos (CAPEX) e custo de capital em um fluxo de caixa histórico. Assim, o valor residual da BRA é resultante dessa reconstrução, sendo determinado a partir da interação entre receitas historicamente estimadas e os custos associados à operação e remuneração do capital.

No que se refere à construção das variáveis do modelo, observa-se a utilização de diferentes fontes de dados e abordagens ao longo do período, incluindo informações contratuais, bases corporativas e estimativas aplicadas em momentos de menor disponibilidade de dados. A tabela a seguir apresenta para cada premissa adotada, o racional aplicado pela agência e a fonte utilizada:

2. RCM: Análise técnica e impactos

Tabela 1: Premissas e fontes ANP

Premissa	Descrição / método de análise	Fonte de dados
CAPEX Cálculo do CRN	Estimada por extrapolação de custos unitários (USD/m-pol), para ativos pré-2006, obtidos a partir de amostra de projetos de gasodutos comparáveis. Inclui seleção de projetos concluídos (2004-2006), exclusão de outliers, cálculo de média ponderada por categoria de diâmetro e ajuste cambial (USD/BRL).	Banco de dados <i>Historical Natural Gas Pipeline Projects</i> (EIA)
CAPEX Depreciação e VRD	Aplicação do método Ross-Heidecke sobre o CRN, utilizando vida útil de 30 anos.	NBR 14653-1, Manual SPU, ano de início de operação dos gasodutos (sem referência à fonte desses dados).
CAPEX incremental	Adições ao imobilizado reconhecidas no ano de ocorrência. Inclui investimentos em gasodutos e demais categorias operacionais relativas ao GASCAR e ao Anel de Gás.	Base de imobilizado da NTS
Receita contratual	Calculada com base na capacidade contratada (MMm³/dia), tarifa de transporte (BRL/MMBTU) e fator de conversão energética. Tarifa reajustada anualmente pelo IGP-M conforme cláusulas contratuais. As séries tarifárias são ajustadas ao longo do período conforme previsto em contrato.	Contrato de Transporte da Malha Sudeste.
Deduções sobre receita	Aplicação de tributos sobre faturamento (ICMS, PIS/COFINS e CPMF), resultando na receita líquida utilizada no modelo.	Cláusulas contratuais e legislação tributária.
OPEX	Série histórica composta por: (i) dados Petrobras (2008-2016); (ii) dados NTS (2017-2025); (iii) estimativa para 2006-2007 via custo unitário por km, baseados em proxies derivadas de períodos posteriores. Aplicação de fator de ajuste (rateio) para inclusão de G&A e direito de passagem no período pré-desverticalização com base nos dados da NTS, considerando como base os períodos de 2017-2021.	Petrobras (através de comunicação com o regulador) e NTS (Demonstrações financeiras)
Tributos (IRPJ + CSLL)	Cálculo com base no lucro antes dos impostos (LAIR), definido como receita líquida menos Opex e depreciação fiscal. Aplicação de alíquota de 34%.	Legislação tributária (lucro real)
Depreciação fiscal	Depreciação linear com vida útil de 30 anos sobre base fiscal dos ativos. Calculada a partir do CRN em 2006 e CAPEX incremental posterior. A base de depreciação combina estimativas regulatórias com dados contábeis efetivos após 2007.	CRN calculado (até 2006) e Base de imobilizado da NTS (a partir de 2007)
Baixas de ativos	Remoção da base de ativos pelo valor depreciado remanescente no momento da retirada operacional a partir das mesmas premissas de valores utilizadas para depreciação fiscal.	CRN calculado (até 2006) e Base de imobilizado da NTS (a partir de 2007)
Taxa de retorno (WACC)	Calculada via CAPM adaptado para países emergentes. Segmentação por período: cálculo anual com variação das premissas que compõem a taxa final (2006-2013), taxa fixa 7,15% (2014-2018) e 7,25% (2019-2025), em termos reais e após impostos.	NT 027/2006, Chamada Pública 01/2024, NT 013/2019
Indexação da receita	Reajuste tarifário anual conforme variação do IGP-M, conforme definido em contrato.	Contrato de Transporte da Malha Sudeste.

Fonte: Adaptado Nota Técnica nº 14/2026 - ANP.

2. RCM: Análise técnica e impactos

Assim, verifica-se que a receita foi estimada majoritariamente a partir de parâmetros contratuais, incluindo capacidade contratada, tarifas de transporte e incidência de tributos. Já, os custos operacionais foram construídos a partir de diferentes bases de dados, as quais não há certeza sobre a completude das informações, incluindo registros fornecidos pela Petrobras para o período de 2008 a 2016, complementados por estimativas para 2006 e 2007, e por dados declarados pela própria NTS a partir de 2017, ancorados por demonstrações contábeis auditadas. Para o período de 2008 a 2016, ainda, há um ajuste realizado pela ANP com base em critérios de rateio para refletir componentes como despesas administrativas e direitos de passagem.

De forma semelhante, os dados relativos aos investimentos combinam diferentes abordagens ao longo do tempo, incluindo estimativas baseadas em custo de reposição para ativos existentes até 2006 e dados contábeis a partir de 2007. A construção temporal desses investimentos é, em grande parte, realizada com base nas datas de entrada em operação dos ativos.

Adicionalmente, o modelo considera premissas relacionadas à depreciação, à carga tributária e à taxa de retorno (WACC), sendo esta última particularmente relevante no contexto do RCM, dado que influencia, além da remuneração de capital, toda a recuperação ao longo do horizonte analisado.

Essas características tornam os resultados altamente dependentes da consistência entre fontes, premissas e critérios de reconstrução utilizados, aspecto que motiva a análise crítica apresentada nas seções seguintes.

2.1.2 Inconsistências e fragilidades identificadas

A metodologia traz limitação importante associada à própria tentativa de reconstruir a rentabilidade dos ativos a partir de dados contábeis históricos. Embora esses registros constituam referência relevante, sua utilização para inferir retrospectivamente a trajetória econômica do ativo exige cautela, sobretudo em horizontes longos. Ao longo do tempo, mudanças de estrutura societária, critérios de contabilização, práticas de registro, reclassificações contábeis e diferenças entre o momento do desembolso, da capitalização, da ativação e da entrada em operação podem comprometer a comparabilidade intertemporal das informações. Nessas circunstâncias, os dados contábeis deixam de refletir de forma neutra e homogênea a rentabilidade efetivamente auferida pelos ativos e passam a incorporar limitações de registro e convenções contábeis acumuladas ao longo do período, o que reduz sua aderência como base para inferir, com precisão, o capital recuperado.

Sob essa perspectiva, observa-se que a metodologia, ao se apoiar diretamente nesses registros históricos, estabelece uma relação proporcional entre o montante de investimento capitalizado (CAPEX) e o nível de remuneração e recuperação de capital ao longo do tempo. Em termos práticos, ativos com maior CAPEX registrado resultam em maior base de capital e, consequentemente, maior retorno absoluto, ao passo que ativos associados a menores níveis de dispêndio apresentam bases e recuperações proporcionalmente inferiores. Ressalta-se que a abordagem reflete diretamente os valores históricos contabilizados, sem distinção quanto às razões subjacentes ao nível de investimento observado, incluindo situações em que menores dispêndios decorrem de maior eficiência na implantação ou gestão dos ativos. Como resultado, a reconstrução do capital recuperado passa a reproduzir, de forma proporcional, as magnitudes de investimento registradas, independentemente de sua origem ou das condições sob as quais foram incorridas.

Além disso, há também uma limitação relevante na identificação do custo de capital, uma vez que o WACC não é diretamente observável a posteriori, refletindo condições de risco, financiamento e retorno esperadas no momento do investimento. Sua reconstrução retrospectiva tende a envolver premissas simplificadoras e escolhas metodológicas que podem

2. RCM: Análise técnica e impactos

influenciar de forma significativa os resultados obtidos. Na ausência de dados completos, o método pode demandar o uso de proxies e ajustes reduzindo o grau de objetividade do cálculo e reforçando a importância da transparência e consistência das hipóteses adotadas.

Sob a perspectiva regulatória e contratual, metodologias utilizadas para definição da BRA devem observar os princípios do equilíbrio econômico-financeiro e da segurança jurídica aplicáveis ao setor, conforme estabelecido no marco legal vigente, incluindo as disposições da Lei nº 14.134/2021. Nesse contexto, alterações metodológicas que dependam de reconstruções retrospectivas extensas devem ser avaliadas à luz de seus potenciais impactos sobre a previsibilidade e a consistência dos resultados regulatórios.

No caso da NTS, parte dessas limitações foi explicitamente discutida no âmbito da Consulta Pública nº 03/2026, em resposta à Nota Técnica nº 07/2026, por meio de contribuições que apontaram lacunas de informação, necessidade de ajustes metodológicos e utilização de proxies na construção das séries históricas. Nesse contexto, o método se apoia em uma aproximação analítica sujeita a incertezas, e não exclusivamente em uma base empírica plenamente verificável, fatos reconhecidos na própria consulta pública em razão da ausência de dados auditáveis e rastreáveis.

A determinação da BRA pelo método do RCM torna-se altamente sensível a parâmetros como taxa de retorno, custos operacionais, critérios de alocação de receitas e indexadores adotados, de modo que pequenas variações podem produzir impactos relevantes no valor final estimado. Ainda, a aplicação do RCM envolve a reconstrução de uma trajetória econômica dos ativos a partir de dados históricos, muitas vezes parciais, combinados com estimativas e parâmetros definidos posteriormente.

Sob essa perspectiva, a premissa de dupla recuperação de capital, que fundamenta a adoção do método, apresenta limitações conceituais relevantes, uma vez que os retornos observados nos contratos legados refletiam as condições econômicas e os riscos assumidos à época dos investimentos, não permitindo, por si só, concluir pela existência de uma sobre-recuperação de capital que justificasse ajustes regulatórios retrospectivos.

Ao reinterpretar retrospectivamente a rentabilidade passada como fundamento para redefinir a base regulatória, o método passa a deslocar o foco de atributos diretamente relevantes para a valoração regulatória – como vida útil remanescente, condição operacional e capacidade atual de prestação de serviço – para uma reconstrução histórica de fluxos que não necessariamente guarda correspondência com a realidade econômica presente dos ativos.

Por fim, o uso de taxas de retorno definidas ex post compromete a coerência econômica do modelo, ao substituir condições de mercado e expectativas vigentes no momento do investimento por parâmetros posteriores. Isso pode alterar a relação originalmente observada entre risco e retorno considerada no momento das decisões de investimento e aumentar a dependência do resultado em relação a premissas reconstruídas retrospectivamente.

Adicionalmente, para além das limitações conceituais discutidas anteriormente, foram verificados aspectos específicos da modelagem adotada pela ANP que podem influenciar os resultados obtidos, especialmente em situações nas quais determinadas variáveis dependem de estimativas baseadas em informações indiretas, bases heterogêneas ou premissas definidas ex post. Tais elementos podem introduzir sensibilidade relevante na estimativa do capital recuperado e, consequentemente, no valor final da BRA.

A partir do anexo disponibilizado no âmbito da consulta pública – “anexo-nt14-rcm-malha-sudeste-nts.xlsx” – foi realizada análise técnica do modelo elaborado pela ANP, com o objetivo de avaliar as fontes de dados utilizadas, examinar as premissas adotadas e verificar a sensibilidade dos resultados a variações nesses parâmetros. Nesse contexto, foram

2. RCM: Análise técnica e impactos

selecionadas as variáveis com maior influência sobre o modelo, considerando sua relevância na formação do fluxo de caixa e na estimativa do capital remanescente.

2.1.2.1 Receita

No que se refere ao componente de receita, observa-se que o modelo da ANP reconstrói a série histórica a partir de parâmetros contratuais, como capacidade contratada, tarifa aplicável e incidência de tributos ao longo do período de 2006 a 2025. Essa abordagem resulta na reconstrução da receita histórica a partir de parâmetros contratuais teóricos, em detrimento da utilização direta de informações associadas aos fluxos efetivamente observados ao longo do período analisado.

A receita é, portanto, calculada de forma analítica, mediante aplicação da tarifa vigente sobre a capacidade contratada anual, convertida em termos energéticos e ajustada pelas deduções tributárias incidentes, com base nas regras contratuais estabelecidas e nos critérios definidos pela ANP na Nota Técnica nº 14/2026. Especificamente em termos de base de dados, a ANP utiliza predominantemente informações provenientes dos contratos firmados a partir de 2007, complementadas por parâmetros e premissas conforme descritos na referida Nota Técnica, incluindo regras de reajuste tarifário pelo IGP-M, evolução da capacidade contratada e o tratamento tributário aplicável à receita de transporte.

Considerando o exposto, foram identificadas divergências entre os parâmetros adotados no modelo e informações constantes em outras bases institucionais e normativas, especialmente no que se refere à capacidade de transporte contratada considerada na reconstrução da receita, conforme evidenciado na publicação realizada pela ANP.

Com base nas atribuições regulatórias definidas pelo Decreto nº 7.382/2010, a ANP elaborou notas técnicas¹ voltadas à análise da evolução das condições de transporte de gás natural, incluindo a trajetória das tarifas no período de 2006 a 2010, com o objetivo de conferir transparência e subsidiar o desenvolvimento regulatório do setor.

Adicionalmente, o Relatório Anual da Transpetro de 2004² informa que o Gasoduto Campinas-Rio (GASCAR), integrante do Projeto Malhas, teve suas obras iniciadas em agosto daquele ano e que sua entrada em operação estava associada a um incremento estimado de aproximadamente 8,7 milhões m³/dia na capacidade de transporte de gás natural da malha Sudeste. O documento apresenta esse aumento de capacidade como um dos principais benefícios esperados do empreendimento, no contexto da expansão da infraestrutura de transporte de gás natural no país.

A evolução efetiva da infraestrutura posteriormente observada apresenta aderência a essas previsões de expansão. Conforme reportado pela Transpetro em seu Relatório Anual de 2007, o primeiro trecho do GASCAR, compreendido entre Paulínia e Taubaté, entrou em operação em julho de 2007. Posteriormente, a entrada em operação dos demais trechos ocorreu ao longo do segundo semestre de 2008, ampliando gradualmente a capacidade do sistema. Esses marcos operacionais são consistentes com as informações históricas divulgadas pela própria ANP, que registram incrementos na capacidade de transporte da malha em períodos coincidentes com a entrada em operação dos referidos trechos. Tal convergência entre registros corporativos e informações regulatórias reforça a existência de referências observáveis para a evolução física da infraestrutura ao longo do período analisado.

Nesse sentido, a capacidade adicional projetada para o GASCAR constitui um elemento relevante para a compreensão da evolução física do sistema. Entretanto, a avaliação dos

¹ Disponível em: [Detalhamento da Evolução das Tarifas de Serviço de Transporte](#).

² Disponível em: [Relatório Anual Integrado](#)

2. RCM: Análise técnica e impactos

impactos econômicos associados ao ativo requer a consideração das informações efetivamente observadas ao longo do período, incluindo volumes transportados e receitas realizadas. Assim, embora as capacidades previstas em contratos e documentos de planejamento representem referências importantes para a caracterização da infraestrutura, elas não necessariamente refletem, de forma direta, o desempenho operacional e financeiro efetivamente verificado, o qual pode ser influenciado por fatores como demanda, nível de utilização da capacidade disponível e demais condições de mercado observadas em cada período.

As diferenças observadas entre a capacidade considerada no modelo e aquelas derivadas das bases de informação regulatórias evidenciam inconsistência em relação às próprias referências regulatórias. Assim, apesar da existência de séries históricas consolidadas nas notas técnicas elaboradas pela agência, o modelo adota parâmetros de natureza contratual que não refletem, de forma consistente, os dados observáveis previamente documentados. Essa escolha implica a desconsideração de referências regulatórias disponíveis e reduz a aderência empírica da variável, comprometendo a consistência do modelo e a previsibilidade dos resultados da estimativa de receita.

Adicionalmente, a própria evolução física e operacional da infraestrutura associada à malha, incluindo projetos de interligação e adequações industriais ao longo do período, evidencia alterações relevantes na capacidade de escoamento e processamento ao longo do tempo. Essas mudanças podem ser identificadas, inclusive, por meio de fontes públicas, como notícias e registros setoriais, refletindo a dinâmica efetiva de expansão e adaptação do sistema. Sob essa perspectiva, observa-se que a capacidade operacional real difere da capacidade estritamente contratual, na medida em que incorpora variações decorrentes de ampliações, otimizações e reconfigurações da infraestrutura. Assim, a adoção exclusiva de dados contratuais não captura a evolução efetiva da capacidade disponível, limitando a representatividade da variável e sua aderência à realidade operacional observada.

Nesse contexto, a discussão sobre a capacidade considerada no modelo torna-se relevante não por si só, mas pelos efeitos que produz sobre a reconstrução da receita histórica. Assim, a principal questão metodológica reside na utilização de parâmetros reconstruídos em substituição a informações observáveis disponíveis para determinados períodos da série. Sob essa perspectiva, eventuais divergências na capacidade considerada assumem importância na medida em que influenciam diretamente a estimativa das receitas utilizadas no cálculo do RCM.

Além disso, a reconstrução da receita com base em valores contratuais não contempla, de forma explícita, elementos observados na operação efetiva, tais como inadimplência, renegociações contratuais, penalidades e ajustes financeiros, que podem ter influenciado diretamente a geração real de caixa ao longo do período.

Destaca-se que a própria ANP faz referência, na NT nº 14/2026, aos valores históricos registrados sob a rubrica de Receita FAP, referida pela ANP como pagamento histórico da Petrobras no âmbito da execução contratual, incorporando os efeitos da dinâmica contratual e operacional observada. Entretanto, embora tais valores sejam reconhecidos pela Agência como uma fonte representativa da receita efetivamente realizada, eles não foram considerados na reconstrução das receitas para fins de cálculo do RCM, que se baseou predominantemente em valores contratuais teóricos. Essa opção metodológica gera uma inconsistência relevante, na medida em que desconsidera uma base de dados histórica que a própria ANP reconhece e que potencialmente representa com maior fidelidade o desempenho econômico efetivamente observado pela transportadora.

A existência dessa base de dados demonstra que havia informações históricas observáveis relacionadas aos fluxos econômicos efetivamente realizados. Ainda que tais informações possam demandar tratamento metodológico específico para sua utilização, sua não consideração na reconstrução da receita amplia a dependência do modelo em relação a premissas contratuais e estimativas retrospectivas.

2. RCM: Análise técnica e impactos

Também se verifica que as demonstrações financeiras auditadas da NTS para os exercícios de 2006 e 2007 apresentam valores mais próximos da receita efetivamente realizada do que aqueles obtidos a partir da reconstrução fundamentada em parâmetros contratuais. Esse contraste evidencia que a utilização de dados contratuais não reflete a dinâmica real de geração de receita, uma vez que ignora elementos observáveis e efetivamente registrados.

Ainda, observa-se uma inconsistência relevante nos anos iniciais da série, especialmente em 2007, na medida em que os valores efetivamente associados ao fluxo de caixa histórico apresentam maior aderência às informações declaradas no âmbito da execução contratual e às referências regulatórias disponíveis sob as atribuições conferidas à ANP pelo Decreto nº 7.382/2010¹. Assim, a utilização de uma receita teórica reconstruída a partir de parâmetros contratuais, em detrimento dos valores de caixa informados pela Petrobras, gera divergência material já nos dois primeiros anos da série. Para 2006 e 2007, somente esse efeito representa diferença acumulada de aproximadamente R\$ 160 milhões entre a receita estimada no modelo e os valores associados ao fluxo de caixa efetivamente realizado.

Além das divergências identificadas anteriormente, observa-se que a reconstrução da receita apresentada pela ANP não evidencia a consideração de alterações tarifárias contratuais relevantes implementadas ao longo da série histórica. Em particular, o Aditivo nº 16 do contrato de transporte de gás natural da Malha SE, assinado em 2023 pela NTS e a Petrobras, introduziu uma tarifa incremental de entrada de R\$ 0,01101/MMBTU para remunerar os investimentos associados à ampliação da capacidade do Ponto de Recebimento GNL RJ de 20 para 30 milhões m³/dia. Posteriormente, o Aditivo nº 19, celebrado em 2025, revisou essa parcela tarifária para R\$ 0,00263/MMBTU, com base nos custos efetivamente incorridos na implantação do projeto. Entretanto, não foi identificada, na metodologia apresentada pela ANP, a incorporação explícita desses ajustes tarifários incrementais na reconstrução da série histórica de receitas. Tal aspecto constitui uma fragilidade metodológica, uma vez que a receita estimada passa a refletir apenas a trajetória tarifária principal adotada no modelo, sem contemplar integralmente componentes tarifários efetivamente contratados, aprovados e aplicáveis durante o período analisado.

Independentemente da magnitude observada, a existência de diferenças materiais entre a receita reconstruída e as referências históricas disponíveis evidencia elevada sensibilidade da variável à escolha das bases de dados utilizadas. Em uma metodologia de natureza retrospectiva como o RCM, essa característica reforça a relevância da seleção das informações de entrada e sua influência sobre o resultado final.

Por fim, os elementos analisados sugerem que a reconstrução da receita a partir de informações observáveis e historicamente verificáveis tende a apresentar maior aderência aos fluxos econômicos efetivamente realizados do que abordagens baseadas exclusivamente em parâmetros contratuais reconstruídos. Nesse contexto, a utilização predominante de receitas teóricas amplia a dependência do modelo em relação às premissas adotadas e contribui para aumentar a sensibilidade dos resultados obtidos.

Adicionalmente, observa-se que a existência simultânea de fontes observáveis de receita e de reconstruções contratuais conduz a um processo de seleção metodológica entre bases alternativas. Nessas circunstâncias, a transparência dos critérios utilizados para priorização de uma fonte em detrimento de outra torna-se elemento relevante para a reprodutibilidade e verificabilidade dos resultados.

2.1.2.2 Custos e despesas

No que se refere aos custos e despesas operacionais, verifica-se que o modelo elaborado pela ANP reconstrói a série histórica de OPEX a partir de diferentes bases de dados e metodologias ao longo do período analisado.

2. RCM: Análise técnica e impactos

Para os anos compreendidos entre 2008 e 2016, a ANP baseia-se predominantemente em informações associadas aos custos operacionais reportados pela Petrobras, especialmente aqueles relacionados aos serviços prestados pela Transpetro no contexto da operação da malha. De acordo com a documentação analisada, tais informações foram extraídas de sistema de gestão corporativo da Petrobras e comunicadas à ANP, em interações bilaterais, no âmbito das interações regulatórias, sendo posteriormente utilizadas como referência para a reconstrução dos custos históricos. Nesse contexto, os dados considerados correspondem a valores agregados de pagamentos operacionais, não sendo apresentados com detalhamento por natureza de despesa ou por componente operacional.

Ainda, observa-se que tais dados têm origem em base corporativa de acesso restrito e não são integralmente disponibilizados em formato que permita sua verificação independente. A utilização de dados provenientes de base corporativa restrita, sem abertura metodológica ou detalhamento suficiente por natureza de despesa e componente operacional, limita a rastreabilidade, reduz a transparência da reconstrução dos custos e restringe a capacidade de verificação independente das premissas adotadas.

Adicionalmente, observa-se que parte relevante das informações utilizadas para reconstrução dos custos históricos foi obtida junto a agente econômico diretamente relacionado aos contratos e à utilização da infraestrutura objeto da presente análise regulatória. Embora informações dessa natureza possam constituir fonte relevante para o processo regulatório, sua utilização para fins de valoração regulatória requer elevado grau de escrutínio, transparência metodológica e validação independente, especialmente quando os dados fornecidos podem influenciar parâmetros com potencial impacto sobre a definição da base regulatória e da remuneração dos ativos. A ausência de evidências suficientes quanto aos procedimentos adotados para validação, conciliação e auditabilidade dessas informações limita a capacidade de verificação externa das premissas consideradas e pode introduzir incertezas adicionais ao processo de reconstrução histórica dos custos.

Verifica-se que a ANP complementa esses valores mediante a incorporação de estimativas para determinados componentes não explicitamente segregados na base original, como despesas gerais e administrativas (G&A) e custos associados ao direito de passagem. Para tal, são utilizados percentuais derivados da estrutura de custos observada em períodos posteriores, considerando os dados do período de 2017 a 2021, com base nas demonstrações financeiras da transportadora, sendo esses percentuais aplicados retroativamente à série histórica.

Para os anos de 2006 e 2007, a ANP adota uma abordagem baseada em proxy, estimando os custos operacionais a partir de um valor unitário por quilômetro da malha. Esse valor é obtido com base nos custos observados em 2008, sendo posteriormente aplicado à extensão da infraestrutura existente nos anos iniciais da série. Tal procedimento resulta na utilização de um custo médio por quilometragem como forma de preenchimento de lacunas informacionais para o período.

Observa-se, contudo, que não há evidência de tratamento temporal desse parâmetro, uma vez que o valor de referência não é ajustado por fatores de deflação monetária ao ser retroagido para períodos anteriores. Como consequência, a aplicação direta de um custo unitário observado em 2008 para estimar despesas de 2006 e 2007, sem ajuste temporal correspondente, introduz distorções na comparabilidade intertemporal dos valores estimados, especialmente em contexto de inflação relevante no período.

No entanto, observa-se que existem documentações confiáveis e com dados históricos para obtenção integral dos custos com base em dados contábeis auditados e verificáveis. Para o período de 2006 e 2007, é possível a utilização das demonstrações financeiras da própria transportadora, considerando que sua operação à época correspondia essencialmente à Malha Sudeste da NTS no período.

2. RCM: Análise técnica e impactos

Adicionalmente, para o período entre 2008 e 2016, verifica-se a existência de fontes documentais alternativas, incluindo demonstrações financeiras auditadas da TAG, entidade operadora dos ativos no período, mediante aplicação de critérios de rateio consistentes – como a quilometragem da malha, e exclusão de custos não diretamente atribuíveis ao sistema, com adequada incorporação de despesas gerais e administrativas.

Nesse processo de reconstrução, é necessário assegurar a adequada segregação dos custos vinculados à malha efetivamente atribuível à NTS, de modo a evitar a incorporação de valores relacionados a ativos ou estruturas contratuais não pertencentes à base analisada. Nesse contexto, ativos como o GASENE, durante o período em que esteve submetido a arranjos específicos de leasing, poderiam demandar avaliação individualizada quanto à sua inclusão na série histórica, considerando sua aderência à base utilizada para a reconstrução dos fluxos econômicos da NTS.

Da mesma forma, os valores associados aos serviços de compressão (SCOMPs) requerem tratamento específico, compatível com a natureza contratual vigente em cada período. A adequada identificação desses montantes torna-se particularmente relevante para evitar sobreposições entre custos reconhecidos por meio de contratos específicos e despesas operacionais incorporadas à série de OPEX, contribuindo para aumentar a consistência, comparabilidade e rastreabilidade da série histórica reconstruída.

Ressalta-se, também, que a própria Nota Técnica nº 14/2026 explicita limitações associadas à base de dados utilizada para o período, registrando que, conforme informado pela Petrobras, os valores disponibilizados podem não corresponder à integralidade dos custos de operação e manutenção associados ao contrato, sendo necessária verificação junto às demais entidades envolvidas na operação.

Nesse contexto, verifica-se que parte relevante das limitações identificadas na reconstrução dos custos decorre exatamente dos desafios informacionais já reconhecidos pela própria ANP no âmbito da Nota Técnica nº 07/2026. A necessidade de utilização de bases corporativas de acesso restrito, informações sem possibilidade de verificação independente integral e critérios de reconstrução retrospectiva evidência que as dificuldades originalmente apontadas pela Agência não foram integralmente superadas na aplicação do modelo apresentada na Nota Técnica nº 14/2026.

A constatação, na NT nº 14/2026, de que os dados utilizados podem não representar integralmente os custos efetivamente incorridos e ainda demandariam validação junto a outras entidades parece reforçar, e não afastar, as preocupações anteriormente manifestadas pela Agência quanto à robustez e à confiabilidade das informações históricas disponíveis. Sob essa perspectiva, a opção por prosseguir com a reconstrução retrospectiva de parâmetros econômicos e operacionais fundamentais para a aplicação do RCM, mesmo diante de limitações explicitamente reconhecidas pela própria ANP, revela aparente inconsistência em relação às conclusões adotadas na NT nº 07/2026 e merece avaliação adicional à luz das boas práticas regulatórias, que recomendam cautela na utilização de metodologias altamente dependentes de dados históricos incompletos, não verificáveis ou de difícil reprodução.

Já para o período posterior a 2017, o modelo passa a incorporar dados provenientes das demonstrações financeiras da transportadora, refletindo a operação já sob sua estrutura independente.

Portanto, conclui-se que, embora a construção da série histórica de custos combine informações originadas em diferentes entidades ao longo do tempo, estas devem ser obtidas a partir de dados confiáveis, auditados e rastreáveis.

Adicionalmente, observa-se que a Nota Técnica nº 14/2026 não apresenta detalhamento específico para custos associados aos Sistemas de Compressão (SCOMPs), incluindo eventuais

2. RCM: Análise técnica e impactos

contratos de locação dessas unidades. Embora a existência de serviços de compressão seja mencionada no contexto das informações operacionais, tais componentes foram desconsiderados pela Agência em seu modelo.

A ausência de consideração explícita desses custos no cálculo do RCM resulta em subestimativa relevante da base de custos operacionais, com impactos diretos sobre a valoração final do ativo. Isso decorre do fato de que os serviços de compressão são essenciais para a manutenção da capacidade de transporte e da eficiência operacional do sistema, não podendo ser caracterizados como custos marginais ou acessórios.

Dessa forma, a não inclusão desses valores na modelagem adotada pela ANP configura uma inconsistência na representação econômica da operação, ao desconsiderar um componente estrutural e indispensável ao funcionamento da infraestrutura. Consequentemente, o modelo deixa de refletir de forma adequada os fluxos de custos efetivamente incorridos pela transportadora.

Em síntese, o modelo da ANP apresenta limitações nas premissas de OPEX, associadas tanto à qualidade das fontes de dados quanto aos critérios metodológicos adotados. A utilização de proxies para períodos iniciais, a dependência de informações corporativas de acesso restrito, produzidas por um único agente econômico, e a aplicação de estimativas retroativas para componentes não segregados evidenciam fragilidades na rastreabilidade e na aderência dos valores considerados. Ainda, a existência de fontes alternativas mais robustas, baseadas em demonstrações financeiras auditadas e verificáveis, que não foram plenamente exploradas, poderiam proporcionar maior grau de verificabilidade, auditabilidade e independência na reconstrução da série histórica de custos quando comparadas à utilização predominante de informações fornecidas por um único agente econômico. Sob a perspectiva regulatória, a priorização de bases auditadas e passíveis de validação independente tende a contribuir para maior robustez, transparência e neutralidade do processo de valoração.

Adicionalmente, a não consideração explícita de componentes materiais, como os custos associados às SCOMPs, reforça a possível subestimativa da base de OPEX e evidencia uma representação parcial da estrutura de custos da operação. Em conjunto, esses fatores indicam limitações relevantes nas estimativas e premissas utilizadas pela ANP, especialmente no que se refere à completude, rastreabilidade e verificabilidade das informações empregadas na reconstrução da série histórica de custos.

Considerando uma metodologia que busca reconstruir retrospectivamente a recuperação do capital ao longo de quase duas décadas, a qualidade, completude e rastreabilidade dos custos históricos assumem papel determinante para a confiabilidade dos resultados. Nesse contexto, as limitações identificadas na base de dados utilizada e a existência de fontes alternativas potencialmente mais verificáveis reforçam a sensibilidade do RCM às premissas adotadas e à qualidade das informações históricas disponíveis.

Nesse contexto, observa-se que parte das limitações que fundamentaram as conclusões da ANP na Nota Técnica nº 07/2026 permanece presente na base de custos utilizada na Nota Técnica nº 14/2026, o que sugere que os desafios informacionais originalmente identificados não foram integralmente superados.

2.1.2.3 CAPEX

No que se refere aos investimentos (CAPEX), verifica-se o modelo elaborado pela ANP reconstrói a série histórica a partir de distintas abordagens metodológicas, aplicadas conforme o período de realização dos ativos e a disponibilidade das informações. De forma geral, verifica-se a utilização combinada de valores históricos de investimento e estimativas baseadas em custos de reposição, resultando em uma série construída a partir de critérios distintos ao longo do tempo.

2. RCM: Análise técnica e impactos

No contexto do RCM, a premissa de CAPEX exerce influência relevante não apenas em função do montante dos investimentos considerados, mas também da sua adequada alocação temporal ao longo da série histórica. Assim, a análise do componente envolve duas dimensões complementares: (i) a representatividade da base de investimentos considerada e (ii) a compatibilidade entre a cronologia dos investimentos adotada no modelo e o efetivo momento econômico dos desembolsos realizados.

Para os ativos anteriores a 2006, a ANP adota como referência o Valor Remanescente Depreciado (VRD), calculado a partir da estimativa do CRN, ajustado por depreciação técnica. Conforme apresentado na Nota Técnica nº 14/2026, tal abordagem é utilizada em função da ausência de uma base histórica consolidada e auditada para esses ativos, sendo necessário estimar valores referenciais para a data-base de 2006. Os valores unitários, originalmente em dólar americano (USD), foram convertidos para reais (BRL) considerando a data-base adotada no modelo, conforme parâmetros estabelecidos pela ANP. A partir dessa base, aplicou-se o método de depreciação técnica de Ross-Heidecke, considerando a idade dos ativos a partir da data de início de operação deles, com o objetivo de estimar o valor remanescente dos ativos na data de referência.

Nesse contexto, observa-se que a mensuração da base inicial por CRN concentra-se predominantemente nos gasodutos, a partir de variáveis físicas como extensão e diâmetro, não sendo explicitamente evidenciada a incorporação integral de demais instalações necessárias à operação da infraestrutura, que já estariam em operação no início de 2006, conforme apontado pela própria ANP – tais como estações, sistemas auxiliares e componentes operacionais associados. Cabe ressaltar que a Nota Técnica nº 013/2019 da própria ANP, que trata de fundamentos conceituais da base de ativos regulatória, estabelece que a valoração deve considerar o conjunto integrado dos ativos requeridos para a prestação do serviço, incluindo instalações auxiliares, fornecendo referência conceitual para avaliação da abrangência da base considerada.

Dessa forma, verifica-se que a metodologia utilizada pela ANP para a estimativa do CRN, embora estruturada e rastreável, desconsidera fatores determinantes para a adequada mensuração dos custos de implantação e reposição dos ativos. Entre esses fatores, destacam-se aspectos técnicos e locais, como método construtivo, tipo de solo, topografia, densidade demográfica, normativas locais, quantidade de pontos de entrega, bem como especificidades de projeto (material, espessura, pressão, revestimento, travessias, entre outros), além de diferenças estruturais de custos entre países, incluindo mão de obra, materiais, equipamentos e encargos.

De forma particularmente relevante, observa-se a ausência de ajustes relacionados à nacionalização dos custos de implantação, tais como impostos de importação, custos logísticos, fretes e demais encargos associados à internalização de bens e serviços no contexto brasileiro. Essa omissão é especialmente crítica, uma vez que tais componentes representam parcela significativa do custo efetivo de construção de infraestrutura dutoviária no país e são inerentes à viabilidade econômica dos projetos.

Importante mencionar que, estudos da própria ANP, baseados em projetos de gasodutos, realizados no Brasil, demonstram que a formação de custos no contexto nacional reflete condições específicas de mercado, projeto e ambiente regulatório. Nesse contexto, a literatura de engenharia de custos admite a aplicação de fatores de localização para ajuste de referências internacionais, os quais podem representar acréscimos relevantes – tipicamente na ordem de 20% a 40% – para refletir as condições efetivas de implantação em cada jurisdição.

A não consideração desses elementos implica que os valores de referência utilizados no modelo não refletem as condições reais de mercado e de implementação no contexto nacional, resultando em subestimativa do custo de reposição dos ativos. Nesse sentido, a utilização de parâmetros não ajustados à realidade brasileira compromete a aderência econômica do CRN,

2. RCM: Análise técnica e impactos

ao desconsiderar diferenças estruturais relevantes de formação de custos entre jurisdições, limitando a metodologia adotada, na medida em que reduz a representatividade dos valores estimados e pode introduzir distorções significativas na base de cálculo da BRA, afastando-a dos dispêndios efetivamente necessários para a reposição da infraestrutura em condições equivalentes.

Nesse contexto, a questão central não reside na utilização de referências internacionais em si, mas a não utilização ou na limitada consideração de referências nacionais disponíveis, inclusive produzidas pela própria ANP, que refletem condições efetivamente observadas no contexto brasileiro e apresentam maior aderência às características técnicas, regulatórias e econômicas dos ativos analisados.

Já para os investimentos realizados entre 2007 e 2016, a ANP utiliza predominantemente valores baseados em registros contábeis históricos associados ao Gasoduto Campinas-Rio (GASCAR) e aos ramais de 16" e 20" do Anel de Gás. Nesses casos, os investimentos são incorporados ao modelo com base na data de ativação dos ativos, conforme os critérios contábeis de imobilização adotados à época.

A utilização dessa base de dados suscita uma questão relacionada à consistência metodológica da abordagem adotada. Na Nota Técnica nº 07/2026, a própria ANP apontou limitações associadas à base contábil histórica da NTS como um dos fatores que restringiriam sua utilização em metodologias baseadas no custo histórico, como o CHCI. Considerando que o RCM também depende da adequada identificação e alocação temporal dos investimentos historicamente realizados, torna-se relevante compreender de que forma tais limitações foram avaliadas e tratadas na construção da série de CAPEX utilizada pela Agência.

Observa-se, ainda, uma aparente inconsistência metodológica entre as conclusões apresentadas pela própria ANP na Nota Técnica nº 07/2026 e a abordagem posteriormente adotada na Nota Técnica nº 14/2026. Se, por um lado, limitações associadas à base histórica foram utilizadas anteriormente como justificativa para restringir determinadas abordagens metodológicas, por outro, tais limitações não parecem ter impedido a utilização dessas mesmas informações na reconstrução retrospectiva dos investimentos requerida pelo RCM.

Adicionalmente, observa-se que o reconhecimento dos investimentos com base na data de imobilização contábil não necessariamente reflete o momento em que os desembolsos foram efetivamente realizados. Em projetos de infraestrutura de grande porte, é comum que os investimentos sejam executados ao longo de vários anos antes da entrada em operação do ativo. Como consequência, a utilização exclusiva da data de ativação contábil para temporalização do CAPEX pode deslocar investimentos para períodos posteriores à sua realização econômica, afetando a reconstrução dos fluxos de caixa históricos e, consequentemente, a estimativa do capital recuperado no âmbito do RCM.

No caso específico do GASCAR, essa limitação se manifesta de forma particularmente relevante. Verifica-se que a construção do ativo foi iniciada em período anterior à sua ativação contábil, incluindo desembolsos realizados antes da data-base considerada no modelo. Dessa forma, a utilização da data de imobilização como referência para o reconhecimento dos investimentos resulta na não captura de parcelas relevantes de CAPEX associadas às fases iniciais do empreendimento, como planejamento, desenvolvimento e construção. Como consequência, a cronologia de investimentos considerada no modelo não reflete o perfil temporal dos desembolsos efetivamente realizados, evidenciando o impacto da utilização da data de imobilização contábil como referência para a reconstrução econômica do CAPEX.

Além disso, verifica-se que investimentos adicionais associados à infraestrutura da Malha Sudeste – incluindo ativos com evidência documental de implementação e integração operacional, tais como sistemas de compressão, instalações de GNL e equipamentos auxiliares – não foram integralmente considerados no modelo da ANP, apesar de possuírem evidência de

2. RCM: Análise técnica e impactos

incorporação à operação e utilização efetiva na prestação do serviço regulado ao longo do período analisado. Essa omissão resulta em uma representação parcial da base de ativos e do histórico de investimentos associados à infraestrutura.

Adicionalmente, no período entre 2007 e 2016, determinados investimentos realizados em ativos existentes – incluindo gasodutos como GASBEL, GASVOL, GASPAL, GASAN e outros sistemas associados – não são explicitamente considerados como CAPEX incremental e/ou na construção de novas estruturas da série, apesar da existência de intervenções, ampliações e reforços operacionais registrados ao longo do período, como por exemplo os investimentos para instalação dos pontos de entrega Japeri II (AO nº 328, de 12 de Julho de 2012), RECAP II (AO nº 509, de 16 de Agosto de 2010) e Resende II (AO nº 156, de 31 de março de 2011). Tais investimentos estão associados à evolução da infraestrutura e compõem o histórico efetivo de capital aplicado na malha.

No período mais recente, entre 2017 e 2025, observa-se a utilização de uma base de dados mais detalhada, derivada das demonstrações financeiras da NTS, contemplando os investimentos efetivamente incorridos ao longo do período, com a ressalva de também serem referenciados em suas datas de imobilização e não em sua data efetiva de desembolso, incluindo ampliações, substituições e demais adições à infraestrutura.

Observa-se, no entanto, que a Nota Técnica nº 14/2026 não explicita de forma clara as fontes de informação utilizadas para a atribuição das datas consideradas na série de CAPEX, o que limita a rastreabilidade e a reprodutibilidade do cálculo. Essa ausência de transparência, combinada com a adoção de critérios exclusivamente de imobilização contábil, gera incertezas quanto à adequada representação do perfil temporal dos investimentos, afetando a consistência da reconstrução do fluxo de capital e, consequentemente, a acurácia da estimativa do capital ainda não recuperado.

Nesse contexto, destaca-se que existem referências regulatórias formais, como as Autorizações de Operação (AO) emitidas pela própria agência, que estabelecem, de forma oficial, o início da operação de instalações e sistemas de transporte, e que constituem uma referência objetiva relevante para a definição do marco temporal dos investimentos. Conforme apresentado na tabela abaixo há inconsistências na definição das datas adotadas no modelo em comparação com o efetivo início de operação.

Tabela 2: Tabela comparativa de datas de autorização

Obra	Data AO	Referência da AO
Ponto de entrega Barbacena – GASBEL	2003	Autorização ANP nº 12/2003
Ponto de entrega Suzano – GASPAL	2004	Autorização nº 396/2004
Ponto de entrega São Bernardo do Campo – GASAN/GASPAL	2013	Autorização ANP nº 809/2013
Ramal / atendimento UTE Ibitiré – GASBEL	2021	Autorização nº 502/2021
Ponto de entrega REVAP II – GASPAL	2010	Autorização nº 42/2010
Ponto de entrega Japeri II	2012	Autorização nº 328/2012

2. RCM: Análise técnica e impactos

Obra	Data AO	Referência da AO
Ponto de entrega Resende II – Gasoduto Campinas-Rio	2012	Autorização nº 313/2012
City-gate / PE Juiz de Fora – GASBEL / UTE Juiz de Fora	2001	Autorização nº 200/2001
Ponto de Entrega Japeri I – GASVOL	2001	Autorização nº 169/2001
Ramal 16"	2013	Autorização nº 163/2013
Ponto de entrega Cidade do Aço – GASPAL I	2012	Autorização nº 323/2012
Ponto de entrega São Brás do Suaçuí II – GASBEL	2010	Autorização nº 181/2010
Ponto de entrega Piraí – GASVOL	2012	Autorização nº 498/2012
Ponto de entrega Juiz de Fora – GASBEL	2012	Autorização nº 512/2012
Ponto de entrega RECAP II – Mauá/SP	2012	Autorização nº 58/2012
Ponto de entrega Capuava / RECAP – Mauá/SP	2012	Autorização nº 537/2012
Ponto de entrega Betim II – GASBEL	2010	Autorização nº 208/2010
Ponto de entrega Barra Mansa II	2014	Autorização nº 73/2014
Ponto de entrega Caçapava – GASCAR	2012	Autorização nº 487/2012
Ponto de entrega Brumadinho – GASBEL I	2009	Autorização nº 447/2009
Adequação do sistema de medição PE/PR REDUC	2019	Ofício nº 112/2019/SIM-COI/SIM
Estação Redutora de Pressão Guararema I	1999	Autorização nº 013/1999
Ponto de Entrega Paracambi	2004	Autorização nº 236/2004
Ponto de Entrega Termorio I (UTE GLB):	2004	Autorização nº 237/2004

2. RCM: Análise técnica e impactos

Obra	Data AO	Referência da AO
Ponto de Entrega UTE Cubatão	2009	Autorização nº 361/2009
Ponto de Interconexão Guararema	1999	Autorização nº 013/1999

Fonte: Adaptado ANP.

Por fim, observa-se que a metodologia utilizada pela ANP, embora estruturada e baseada em referências técnicas e dados disponíveis, apresenta limitações decorrentes da combinação de abordagens metodológicas distintas ao longo do tempo, da abrangência parcial dos ativos considerados e da dependência de informações incompletas ou indiretas em determinados períodos. Adicionalmente, a ausência de detalhamento integral sobre componentes estruturais da infraestrutura e sobre o histórico completo de investimentos realizados ao longo do tempo resulta em uma representação da trajetória de CAPEX que não incorpora de forma plena a totalidade e temporalidade dos dispêndios associados à malha.

Observa-se, ainda, uma inconsistência na aplicação das bases de dados adotadas pela ANP, na medida em que a utilização de informações contábeis para fins de reconstrução do CAPEX não se mostra plenamente compatível com os princípios metodológicos do RCM. Conforme indicado pela própria Agência em documentos regulatórios, a adoção da base contábil pode ser adequada para fins de mensuração da base de ativos por meio do método CHCI. No entanto, tal base reflete predominantemente o momento de reconhecimento de imobilização contábil dos ativos, não capturando o fluxo de desembolsos associados à sua implantação. Dessa forma, sua utilização no contexto do RCM introduz incompatibilidade conceitual entre a natureza das informações utilizadas e a lógica econômica do modelo.

Verifica-se que, apesar da utilização de referenciais metodológicos e de bases disponíveis, a forma como o CAPEX é estimada e alocada contém inconsistências, ou pelo menos pontos de atenção, que deveriam ter sido considerados nas análises da ANP, de modo a assegurar maior aderência à dinâmica de desembolsos efetivamente realizados, maior transparência na utilização das fontes de dados e maior consistência na reconstrução do fluxo de investimentos no âmbito do RCM.

2.1.2.4 Depreciação Fiscal e Baixas

No modelo elaborado pela ANP, para os ativos anteriores a 2006, a depreciação fiscal é calculada a partir do CRN, estimado na data-base do modelo. Embora esse valor considere a data de entrada em operação dos ativos, sua base corresponde a uma estimativa do custo de construção de um ativo novo equivalente na data-base, não refletindo o custo histórico de aquisição nem o valor econômico remanescente dos ativos efetivamente existentes.

Essa distinção é relevante, uma vez que o CRN representa um valor hipotético de reposição em condições de mercado vigentes na data-base, incorporando variações de preços, condições econômicas e alterações de custo acumuladas ao longo do tempo. Dessa forma, não corresponde ao valor efetivamente investido na implantação dos ativos nem ao seu estágio de consumo econômico no momento considerado.

A legislação fiscal brasileira vincula a depreciação dedutível ao custo de aquisição do ativo, conforme o art. 57, §1º, da Lei nº 4.506/1964, segundo o qual a quota de depreciação deve ser determinada mediante aplicação da taxa anual sobre o custo de aquisição. Na ausência de informações históricas completas e auditáveis sobre o custo original dos ativos anteriores a 2006, a utilização de uma proxy torna-se necessária para a reconstrução do modelo.

2. RCM: Análise técnica e impactos

Nesse contexto, observa-se que a escolha da base depreciável assume papel central na formação do resultado. Enquanto o CRN representa o custo de reposição de um ativo novo na data-base, o VRD incorpora o consumo econômico acumulado até esse momento, refletindo o nível de utilização e a condição operacional dos ativos em funcionamento. Assim, ao escolher o CRN como base depreciável, o modelo da ANP superestima a despesa de depreciação, resultando em superestimação sistemática ao longo do período analisado.

Essa diferença conceitual é particularmente relevante, considerando que a depreciação fiscal representa o reconhecimento do consumo do capital investido ao longo do tempo. A utilização de uma base que reflete o custo de reposição de um ativo novo, em lugar do valor remanescente de um ativo já em operação, pode distorcer a trajetória de recuperação do capital, ao dissociar a despesa de depreciação do efetivo nível de utilização dos ativos.

No que se refere às baixas de ativos, o modelo da ANP adota lógica consistente com a base utilizada para a depreciação. Para os ativos cuja base econômica foi derivada do CRN, a baixa é calculada a partir do saldo residual obtido dessa mesma referência, considerando a depreciação acumulada até o momento da retirada. Dessa forma, o valor de baixa corresponde ao valor remanescente do ativo calculado com base em um custo de reposição estimado, e não no valor econômico efetivamente remanescente à época da descontinuidade.

Assim como observado na depreciação fiscal, a utilização do CRN como ponto de partida implica que os valores residuais considerados para fins de baixa refletem uma base de reposição a novo, não necessariamente compatível com a condição econômica dos ativos no momento de sua retirada. Isso pode resultar em distorções na mensuração do valor residual e, consequentemente, na representação dos eventos de desinvestimento ao longo da série histórica.

Verifica-se, portanto, que a adoção do CRN como base inicial tanto para depreciação quanto para baixas de ativos resulta em uma trajetória de recuperação de capital ancorada em valores estimados de reposição, em detrimento de valores representativos do estoque econômico efetivamente existente na data-base. Nesse contexto, a utilização de uma base depreciável que incorpore diretamente o valor remanescente dos ativos – como o VRD – tende a apresentar maior alinhamento com a condição operacional da infraestrutura, ao refletir de forma mais direta o capital ainda não consumido na prestação do serviço.

2.1.2.5 Taxa de desconto

A taxa de desconto constitui um dos parâmetros centrais do modelo RCM, sendo responsável pela definição da remuneração do capital ao longo da trajetória histórica de recuperação dos investimentos. No modelo desenvolvido pela ANP, a reconstrução dessa variável foi realizada com base nas metodologias regulatórias vigentes em cada período analisado.

Para os anos de 2006 a 2013, foi utilizada a metodologia de custo de capital apresentada na Nota Técnica nº 27/2006-SCM, fundamentada em uma abordagem de WACC-CAPM adaptada para economias emergentes. Entre 2014 e 2018, foi adotada a taxa real de 7,15% ao ano empregada na Chamada Pública nº 01/2014-ANP. A partir de 2019, passou-se a considerar a taxa real de 7,25% ao ano, conforme estabelecido na Nota Técnica nº 13/2019-SIM. Em todos os casos, as taxas foram posteriormente ajustadas para refletir os mecanismos de indexação considerados no modelo.

Observa-se, contudo, que a adoção de taxas de desconto distintas ao longo da série histórica representa uma simplificação metodológica cuja aderência ao comportamento econômico da remuneração do capital ao longo do tempo não é imediata. Conceitualmente, o custo de capital está diretamente relacionado aos fluxos de caixa esperados, aos ativos subjacentes e ao ambiente regulatório aplicável, de modo que alterações na taxa de retorno tendem a estar associadas à revisão das condições econômicas e contratuais que suportam a recuperação dos

2. RCM: Análise técnica e impactos

investimentos. Nesse contexto, a aplicação de diferentes WACCs para reconstrução de uma mesma trajetória histórica pode introduzir descontinuidades decorrentes da evolução dos referenciais regulatórios, sem que tenham ocorrido mudanças equivalentes nos mecanismos de remuneração efetivamente observados. Tal aspecto ganha relevância considerando que os contratos de transporte analisados não foram objeto de revisões periódicas destinadas à repactuação da taxa de retorno e à correspondente atualização das receitas reguladas. Dessa forma, a utilização de WACCs variáveis ao longo do período pode implicar o tratamento independente de elementos economicamente interdependentes – notadamente o investimento realizado (CAPEX) e as receitas destinadas à sua recuperação e remuneração –, ainda que tais componentes tenham permanecido vinculados às mesmas condições contratuais durante a vigência dos contratos analisados.

Além disso, a própria reconstrução retrospectiva do custo de capital apresenta desafios conceituais relevantes. O WACC reflete expectativas de retorno, condições de financiamento e percepções de risco existentes no momento da decisão de investimento. Sua determinação *ex-post* depende necessariamente da adoção de premissas e simplificações metodológicas, o que limita sua observabilidade histórica direta e introduz elementos adicionais de julgamento na aplicação do método.

No contexto do RCM, a taxa de desconto desempenha um papel que vai além da simples definição da remuneração futura do capital. Por se tratar de uma metodologia baseada na reconstrução da trajetória histórica de recuperação dos investimentos, essa premissa influencia diretamente a evolução do saldo de capital ao longo de todo o período analisado.

Diferentemente de metodologias prospectivas, nas quais a taxa de remuneração é aplicada sobre uma base regulatória previamente definida para fins de remuneração futura, no RCM a taxa de desconto influencia a própria reconstrução da trajetória histórica de recuperação do capital. Como consequência, pequenas alterações nessas premissas podem produzir efeitos acumulados ao longo de todo o horizonte analisado, afetando simultaneamente a remuneração do capital, a velocidade de recuperação dos investimentos e o saldo residual calculado ao final do período.

Dessa forma, a taxa de desconto possui caráter estrutural dentro do modelo, uma vez que influencia simultaneamente a remuneração do capital, a recuperação dos investimentos e a determinação do saldo remanescente ao final do horizonte analisado.

Sob essa perspectiva, a taxa de desconto diferencia-se das demais premissas analisadas por não constituir uma variável diretamente observável na série histórica. Enquanto receitas, custos e investimentos podem ser confrontados com documentos, registros contábeis e informações operacionais, a reconstrução do custo de capital depende necessariamente de escolhas metodológicas e parâmetros estimados retrospectivamente, ampliando o grau de julgamento envolvido em sua determinação.

Embora a aderência específica das taxas utilizadas pela ANP não tenha sido objeto de avaliação independente neste trabalho, observa-se que essa variável ocupa posição estrutural na lógica do RCM. Nesse sentido, sua influência deve ser considerada na interpretação dos resultados apresentados, uma vez que a definição do custo de capital afeta diretamente o processo de reconstrução da recuperação histórica dos investimentos e o valor final estimado para a BRA. Não obstante, a avaliação da adequação dos parâmetros utilizados, bem como eventual recalibração da taxa de desconto, extrapola o escopo definido para o presente estudo.

Ainda que não tenha sido objeto de revisão específica neste estudo, a NTS utilizou as informações calculadas pela G.O. Associados para a construção da taxa de desconto que foi aplicada no teste aqui realizado.

2.2. Teste de sensibilidade e análise independente

2. RCM: Análise técnica e impactos

2.2.1 Teste de sensibilidade

Com o objetivo de avaliar o comportamento do modelo do RCM adotado pela ANP frente a variações nas principais premissas, foi realizada análise de sensibilidade considerando alterações isoladas entre $\pm 5\%$ a $\pm 15\%$ nas variáveis de Capex, custos e despesas operacionais e receita, mantendo-se constantes os demais parâmetros do modelo.

Os resultados evidenciam o grau de dependência do valor estimado da BRA em relação às premissas adotadas. Conforme apresentado na Tabela 3, a receita se destaca como a variável de maior impacto sobre o resultado, seguida pelos investimentos e, em menor magnitude, pelos custos e despesas operacionais.

Tabela 3: Sensibilidade do RCM em valores nominais (R\$ milhões)

Variação da Premissa	Receita	Custos e Despesas	Capex
+15%	(11.964)	2.432	6.642
+10%	(8.004)	1.593	4.400
+5%	(4.044)	755	2.158
Cenário base (ANP)	(84)	(84)	(84)
-5%	3.877	(922)	(2.325)
-10%	7.837	(1.760)	(4.567)
-15%	11.797	(2.559)	(6.809)

Fonte: EY.

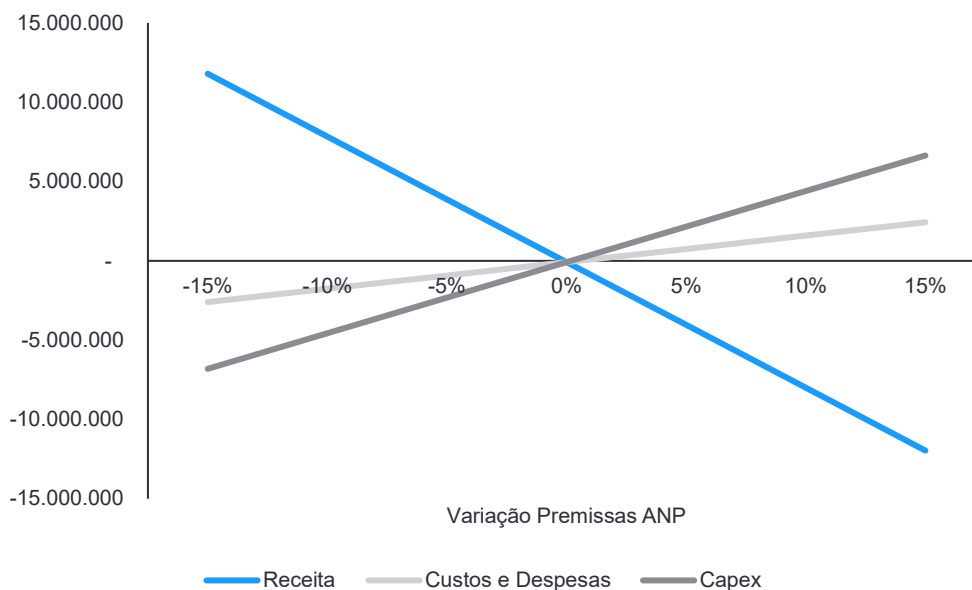
Ressalta-se que valores positivos representam aumento da BRA estimada pelo modelo; valores negativos representam redução da BRA estimada.

De forma geral, pode-se verificar que a variação das premissas apresenta comportamento aproximadamente linear em relação ao RCM, com impactos proporcionais às alterações aplicadas. Destaca-se, no entanto, a diferença de sinal entre as variáveis: aumentos na receita implicam redução do valor da BRA, enquanto variações positivas em CAPEX e OPEX resultam em elevação do valor estimado. Esse comportamento é consistente com a lógica do modelo, na medida em que maiores receitas aceleram a recuperação do capital investido, ao passo que maiores dispêndios tendem a ampliar a base de capital ainda não recuperada.

O Gráfico 1 ilustra de forma consolidada o impacto das variações nas premissas sobre o RCM, permitindo visualizar, de maneira comparativa, a sensibilidade do modelo a cada uma das variáveis analisadas. Observa-se que, para variações de mesma magnitude, a receita apresenta efeito significativamente mais pronunciado, indicando elevada elasticidade do resultado em relação a essa premissa.

2. RCM: Análise técnica e impactos

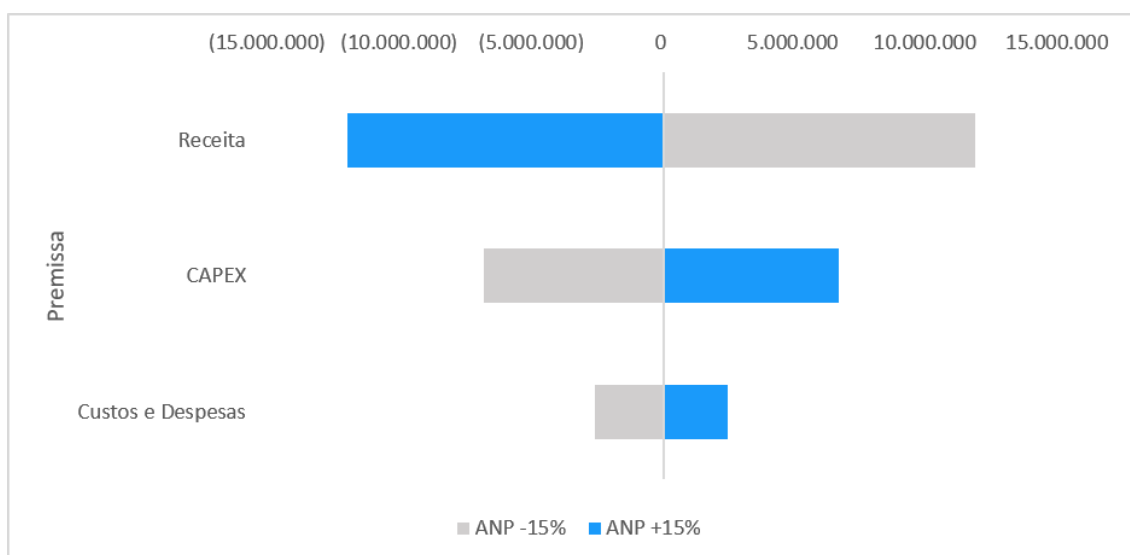
Gráfico 1: Impacto da variação das premissas sobre o RCM da ANP (R\$ mil)



Fonte: EY.

Adicionalmente, o Gráfico 2 evidencia a ordem de relevância das variáveis, confirmando a predominância da receita como principal direcionador do RCM, seguida pelo CAPEX e, por fim, pelos custos e despesas operacionais, exemplificado considerando a variação de $\pm 15\%$ no montante das premissas. Essa hierarquia permanece consistente ao longo dos diferentes níveis de variação considerados, reforçando a estabilidade relativa do comportamento do modelo sob diferentes cenários.

Gráfico 2: Premissas de maior impacto em ordem decrescente (R\$ mil)



Fonte: EY.

Os resultados obtidos permitem inferir que mesmo variações moderadas nas premissas podem gerar impactos expressivos no valor estimado da BRA, o que evidencia a sensibilidade do modelo e a importância da adequada definição dessas variáveis.

2. RCM: Análise técnica e impactos

A dispersão observada entre os resultados apurados sugere que o valor da BRA obtido pelo RCM permanece fortemente dependente das premissas adotadas para reconstrução da trajetória econômica dos ativos. Embora a análise realizada permita avaliar a sensibilidade do método, os resultados evidenciam desafios para a obtenção de estimativas suficientemente robustas e reproduzíveis a partir de um conjunto único de premissas. Sob essa perspectiva, os achados apresentados reforçam as limitações do RCM como instrumento para definição da BRA e indicam que metodologias baseadas em informações diretamente observáveis dos ativos podem proporcionar maior estabilidade, rastreabilidade e consistência regulatória.

2.2.2 Análise independente

Para esta análise, adotou-se como referência complementar um conjunto de fontes de dados externos, priorizadas de acordo com sua consistência, rastreabilidade e grau de aderência ao contexto avaliado. De forma geral, as fontes foram consideradas conforme a seguinte hierarquia:

- Dados provenientes das demonstrações financeiras históricas;
- Informações históricas divulgadas pela ANP;
- Contratos assinados entre terceiros e entidades operadoras dos ativos;
- Demais documentos disponibilizados no contexto da revisão tarifária.

A partir dessas referências, foram conduzidas análises com foco nas principais premissas do modelo, incluindo: receita, custos e despesas operacionais, CAPEX, depreciação fiscal e baixa de ativos, com o objetivo de avaliar os impactos dessas variáveis sobre os resultados estimados pelo modelo de RCM.

Importante destacar que foi realizada análise matemática do modelo considerando as premissas de receita apresentadas pela ANP, não tendo sido identificados desvios significativos nos cálculos. Dessa forma, as análises desenvolvidas concentraram-se na avaliação das premissas utilizadas, das fontes de dados consideradas e dos efeitos decorrentes da adoção de referências alternativas disponíveis.

A partir dos documentos analisados, foi estruturado um cenário integrado de análise independente, com o objetivo de avaliar o comportamento do modelo de RCM a partir de um conjunto de premissas alternativas selecionadas com base em critérios técnicos e rastreáveis. Diferentemente da análise de sensibilidade, que avaliou de forma individualizada o impacto de cada variável, esta etapa consolida premissas consideradas mais aderentes às evidências disponíveis para a reconstrução histórica dos fluxos econômicos da Malha Sudeste.

A seleção das premissas incorporadas ao cenário independente considerou, de forma geral, a priorização de informações provenientes de demonstrações financeiras, documentos regulatórios, registros históricos disponibilizados no âmbito das consultas públicas e demais fontes passíveis de verificação documental. Também foram considerados critérios de consistência temporal, especialmente nos casos em que a data de imobilização contábil dos ativos poderia divergir do momento econômico dos desembolsos ou da efetiva utilização da infraestrutura.

Nesse sentido, a análise independente não tem como objetivo substituir a metodologia adotada pela ANP ou estabelecer uma referência definitiva para a valoração da BRA. O exercício busca avaliar os efeitos da aplicação conjunta de premissas alternativas selecionadas com base em evidências documentais, coerência temporal e aderência à dinâmica operacional da Malha Sudeste.

2. RCM: Análise técnica e impactos

2.2.2.1 Sumário Executivo

Tabela 4: Conclusão de impacto e análise independente em valores nominais (R\$ mil)

Componente	Premissa ANP	Premissa EY	Impacto calculado
Receita	Parâmetros contratuais, incluindo capacidade contratada, tarifas e tributos para toda a série histórica.	2006 a 2010: Receita recalculada com base em referências regulatórias de capacidade e tarifas disponíveis. 2011 a 2022: iguais as da ANP 2023 a 2025: Receita recalculada com base no incremento de alterações tarifárias identificadas	(162.712)
Custos e despesas	2008 a 2006: Dados reportados pela Petrobras 2006 a 2007: proxies 2017 em diante: dados da NTS	Série reconstituída com base em demonstrações financeiras da NTS e da TAG, incluindo componentes adicionais documentados, como custos associados a serviços de compressão, quando aplicável, além das despesas gerais e administrativas.	591.000
CAPEX	2006: CRN estimado com base em benchmark internacional e depreciação técnica 2007 em diante: Dados contábeis	2006: CRN calculado com referências nacionais e informações aderentes à composição da malha com ampliação da análise para instalações complementares e depreciação regulatória; 2007 em diante: Dados contábeis para os ativos existentes e expandidos para ativos não considerados pela ANP	965.008
Depreciação fiscal	Depreciação fiscal calculada a partir do CRN como base depreciável para ativos anteriores a 2006.	Utilização do VRD como proxy da base depreciável, com cálculo da depreciação anual a partir da vida útil remanescente, para os ativos anteriores a 2006.	745.648
Baixa de ativos	Baixa calculada com base no saldo remanescente derivado do CRN.	Baixa calculada com base no saldo remanescente derivado do VRD, incluindo eventos de baixa ou substituição identificados documentalmente.	95.409
RCM	Calculado com base nas premissas acima.		13.591.735

Fonte: EY.

2.2.2.2 Receita

No âmbito da análise independente, a receita foi integralmente reavaliada e reconstruída com base em informações regulatórias, dados históricos observáveis e registros documentais disponíveis ao longo do período de 2006 a 2025, com o objetivo de refletir, de forma mais aderente, a dinâmica operacional efetiva da Malha Sudeste. Nesse contexto, a análise independente adotou uma abordagem baseada na priorização de fontes observáveis e

2. RCM: Análise técnica e impactos

verificáveis, estruturada a partir de três componentes principais: (i) capacidade de transporte, (ii) tarifas regulatórias e (iii) informações de receita efetivamente realizada.

Destaca-se que, sob a perspectiva metodológica da análise independente, embora a ANP faça referência à FAP, essa base não foi adotada como referência para a reconstrução da receita. Tal decisão decorre do entendimento de que as informações de receita efetivamente realizada, obtidas a partir de fontes, auditáveis e historicamente verificadas, apresentam maior aderência à dinâmica econômica real da transportadora ao longo do período analisado. Nesse sentido, optou-se pela utilização de dados que capturam de forma mais direta os fluxos financeiros efetivamente materializados, em detrimento de agregações contratuais ou regulatórias que, embora relevantes, podem não refletir integralmente as condições econômicas observadas na prática.

Assim, no que se refere à capacidade de transporte, foi realizada revisão da série histórica com base em referências regulatórias e documentos públicos disponibilizados pela ANP, incluindo arquivos de detalhamento tarifário, registros associados à evolução da capacidade contratada e documentos normativos, como a publicação da ANP no documento Detalhamento da Evolução das Tarifas de Serviço de Transporte e seus Critérios de Reajuste, com relação à evolução da tarifa para o período de 2006 a 2010 em resposta ao Decreto nº 7.382/2010³. Adicionalmente, foram considerados dados relacionados à entrada em operação, expansão e reconfiguração de trechos da malha ao longo do período. Essa reconstrução permitiu capturar de forma mais precisa a evolução da capacidade efetivamente disponível, especialmente nos anos iniciais da série histórica, nos quais a infraestrutura ainda se encontrava em processo de consolidação e expansão.

Em relação às tarifas de transporte, foram mantidas, como referência principal, as premissas tarifárias adotadas pela ANP, garantindo consistência com a estrutura do modelo original e preservando a comparabilidade entre os resultados. Adicionalmente, a análise independente avaliou os instrumentos contratuais e regulatórios celebrados ao longo do período, incluindo ajustes tarifários celebrados em contratos. Não foram identificadas inconsistências relevantes capazes de alterar substancialmente os resultados da reconstrução da receita, razão pela qual os ajustes efetuados concentraram-se prioritariamente na revisão da capacidade, na incorporação de informações observadas de receita entre 2006 e 2010 e ajustes tarifários ocorridos nos anos de 2023, 2024 e 2025.

Tabela 5: Comparativo Receitas em valores nominais entre 2006 e 2007 (R\$ mil)

Ano	RCM ANP	Pagamento realizado ANP ⁴	Demonst. Financeiras (DF)	% RCM ANP x DF	Receita Calculada (decreto)	% RCM ANP x Decreto
2006	453.020	389.858	306.027	32%	321.917	29%
2007	456.786	358.649	314.964	31%	356.004	22%

Fonte: ANP e NTS.

A integração desses componentes resultou na construção de uma série histórica de receita com maior grau de aderência à evolução observada da infraestrutura, priorizando consistência entre fontes, rastreabilidade das informações e coerência temporal. Essa abordagem contribui para mitigar limitações associadas à utilização exclusiva de parâmetros contratuais constantes,

³ Disponível em: [Detalhamento da Evolução das Tarifas de Serviço de Transporte](#).

⁴ Receita divulgada pela ANP sobre o pagamento efetivo para a Petrobras/FAP

2. RCM: Análise técnica e impactos

particularmente em períodos caracterizados por maior variabilidade operacional e menor disponibilidade de dados estruturados.

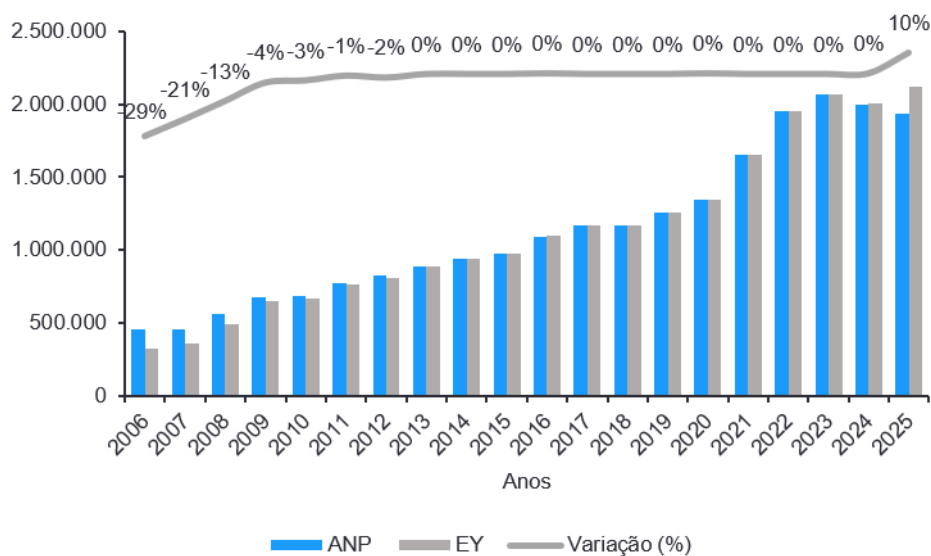
Os impactos decorrentes da adoção dessas premissas concentram-se principalmente nos anos iniciais da série histórica, entre 2006 e aproximadamente 2009, período no qual a definição da capacidade exerce maior influência relativa sobre a receita total. Nesse intervalo, observam-se diferenças mais relevantes em relação ao modelo da ANP, refletindo a maior sensibilidade da variável à forma de reconstrução da capacidade e à evolução da malha. A partir dos períodos subsequentes, há progressiva convergência entre os valores estimados, em função da maior estabilidade operacional e da ampliação da disponibilidade de dados observáveis.

Adicionalmente, para o período de 2017 a 2024 foram consideradas as receitas reportadas pela NTS à ANP por meio do Anexo IV da Carta NTS nº 064/2026 ("Resumo Receitas GTA Malhas SE 2017-2024"). Essas informações refletem de forma mais fiel a receita efetivamente auferida pela transportadora ao longo do período, reduzindo a dependência de estimativas e reconstruções metodológicas e resultando em diferenças pouco significativas quando comparadas aos valores calculados pela ANP.

Para o ano de 2025, a diferença observada em relação aos valores calculados pela ANP decorre da aplicação do reajuste tarifário baseado na variação observada do IGP-M. Os resultados obtidos a partir da aplicação do índice sobre a tarifa de 2024 não reproduzem os valores utilizados pela ANP para a determinação da tarifa de 2025.

Complementarmente, foram avaliadas alterações tarifárias contratuais implementadas ao longo do período analisado, incluindo os ajustes decorrentes da ampliação da capacidade do Ponto de Recebimento GNL RJ. Nesse contexto, foram considerados o Aditivo nº 16, celebrado em 2023, que introduziu uma tarifa incremental de entrada de R\$ 0,01101/MMBTU, e o Aditivo nº 19, assinado em 2025, que revisou essa parcela para R\$ 0,00263/MMBTU baseando-se nos custos efetivamente incorridos. Essa avaliação foi incorporada à análise independente como procedimento de validação das premissas tarifárias utilizadas, assegurando a consideração de alterações contratuais efetivamente implementadas no período. Dessa forma, a divergência observada nas receitas projetadas para os anos mencionados está associada à diferença entre a tarifa resultante do recálculo realizado neste estudo e aquela considerada pela Agência, sendo posteriormente refletida na estimativa de receita.

Gráfico 3: Receita (R\$ mil)



Fonte: EY

2. RCM: Análise técnica e impactos

Tabela 6: Receita líquida ano a ano (R\$ mil)

Receita Líquida	ANP	EY	% ANP x EY
2006	453.021	321.917	-29%
2007	456.787	360.872	-21%
2008	564.796	493.623	-13%
2009	680.040	652.515	-4%
2010	686.354	665.786	-3%
2011	770.023	764.070	-1%
2012	825.399	811.489	-2%
2013	889.931	889.933	0%
2014	938.971	938.977	0%
2015	973.580	973.587	0%
2016	1.093.397	1.093.397	0%
2017	1.171.825	1.171.825	0%
2018	1.165.720	1.165.720	0%
2019	1.253.579	1.253.579	0%
2020	1.345.140	1.348.825	0%
2021	1.656.383	1.656.383	0%
2022	1.950.941	1.950.941	0%
2023	2.063.860	2.063.860	0%
2024	1.998.207	2.003.681	0%
2025	1.932.553	2.123.814	10%
Total	22.870.506	22.707.794	-1%

Fonte: EY / ANP

A análise dos resultados indica que as diferenças observadas não decorrem de divergências na aplicação da metodologia de cálculo, mas sim da natureza das informações utilizadas na definição das premissas. Nesse sentido, a comparação entre as abordagens evidencia que, enquanto o modelo da ANP se apoia predominantemente em parâmetros contratuais e reconstruções indiretas – implicando maior dependência de premissas teóricas, especialmente em períodos com menor disponibilidade de dados –, a análise independente prioriza fontes diretamente verificáveis, incluindo dados regulatórios e receitas efetivamente realizadas.

Importante destacar que a presente análise não pressupõe que qualquer uma das fontes de informação consideradas – incluindo demonstrações financeiras, referências regulatórias ou demais registros históricos – represente isoladamente a receita regulatória correta para todos os períodos analisados. O objetivo é evidenciar que existiam bases históricas observáveis, auditáveis ou passíveis de verificação documental que poderiam ter sido consideradas de forma complementar na reconstrução das receitas históricas, reduzindo a dependência exclusiva de parâmetros contratuais reconstruídos.

2. RCM: Análise técnica e impactos

Essa distinção se reflete diretamente na qualidade das informações de entrada do modelo. A maior dependência de estimativas implícitas e proxies introduz maior grau de incerteza na reconstrução da série histórica, particularmente nos anos iniciais, em que a evolução da capacidade e da operação apresenta maior variabilidade. Por outro lado, a utilização de dados observáveis permite reduzir a necessidade de inferências e alinhar a variável de receita à dinâmica operacional efetivamente verificada.

Dessa forma, conclui-se que a utilização de fontes com maior rastreabilidade e aderência empírica contribui para reduzir incertezas associadas à reconstrução das premissas, resultando em uma representação mais consistente dos fluxos econômicos ao longo do período analisado.

Cabe salientar que, dada a natureza da metodologia, a utilização prioritária de informações observáveis assume relevância adicional, pois reduz a necessidade de inferências retrospectivas e fortalece a capacidade de reprodução independentemente dos resultados obtidos.

2.2.2.3 Custos e despesas

No âmbito da análise independente, a série histórica de custos e despesas foi reavaliada e reconstruída com base em informações contábeis, demonstrações financeiras históricas e demais evidências documentais disponíveis ao longo do período analisado, com o objetivo de representar, de forma mais aderente e rastreável, os custos efetivamente associados à operação da Malha Sudeste.

No modelo adotado pela ANP, os custos e despesas operacionais são estimados a partir de diferentes bases de dados ao longo da série histórica, incluindo informações disponibilizadas pela Petrobras/Transpetro, proxies para determinados períodos e dados da NTS para os anos mais recentes. Embora essa abordagem permita estruturar uma série histórica completa para fins de aplicação do RCM, ela implica a combinação de fontes de natureza distinta, com diferentes níveis de granularidade, rastreabilidade e comparabilidade temporal.

Adicionalmente, parcela relevante das informações históricas utilizadas foi obtida a partir de dados fornecidos pela Petrobras/Transpetro. A documentação analisada não apresenta evidências de procedimentos independentes de validação, auditoria ou verificação conduzidos pela ANP sobre a completude, consistência e rastreabilidade dessas informações. Esse aspecto assume relevância considerando que tais dados constituem parcela importante da série histórica utilizada na reconstrução dos custos operacionais para o período analisado. Nesse contexto, a utilização de informações cuja origem e detalhamento não permitem verificação independente integral tende a reduzir a transparência e a reprodutibilidade da série histórica, podendo gerar questionamentos quanto à robustez metodológica das premissas adotadas.

Nesse sentido, a análise independente adotou como critério metodológico a priorização de dados observáveis e documentalmente verificáveis, especialmente aqueles provenientes de demonstrações financeiras das entidades responsáveis pelos ativos em cada período. Essa abordagem buscou reduzir a dependência de estimativas indiretas, proxies não conciliadas ou critérios de alocação com limitada rastreabilidade documental. Adicionalmente, procurou mitigar as próprias limitações reconhecidas pela ANP em relação à disponibilidade e à qualidade das informações históricas utilizadas na reconstrução dos custos, conforme indicado na Nota Técnica nº 14/2026.

A reconstrução dos custos e despesas foi estruturada a partir de três componentes principais: (i) custos de operação e manutenção – O&M; (ii) despesas gerais e administrativas – G&A; e (iii) demais componentes de custos associados à operação da infraestrutura, quando suportados por evidência documental.

No que se refere aos custos de operação e manutenção, foram priorizadas informações extraídas das demonstrações financeiras históricas da NTS e da TAG, conforme a entidade

2. RCM: Análise técnica e impactos

responsável pela malha em cada período analisado. Para os anos mais recentes, foram considerados os dados observados nas demonstrações financeiras da NTS.

Para os períodos anteriores, em especial entre 2008 e 2016, foram utilizadas informações provenientes das demonstrações financeiras da TAG, considerando que a infraestrutura atualmente pertencente à NTS estava inserida naquela estrutura societária e operacional. Para fins de alocação dos custos e despesas à Malha Sudeste, adotou-se como critério de rateio a participação da quilometragem da malha em relação à extensão total da rede operada, com base nas informações divulgadas nos Relatórios da Administração da TAG em cada exercício.

Adicionalmente, foram realizados ajustes específicos ano a ano para tornar a série mais aderente à estrutura operacional efetivamente associada à Malha Sudeste. Nesse contexto, os custos relacionados ao GASENE foram excluídos durante o período em que o ativo esteve submetido a estrutura contratual de leasing, uma vez que não integrava a base de referência considerada para a reconstrução histórica da malha da NTS.

De forma semelhante, os valores associados aos serviços de compressão (SCOMPs) foram tratados de acordo com a natureza dos contratos vigentes em cada período. Nos casos em que tais custos já estavam contemplados por contratos específicos, os respectivos montantes foram segregados da composição do OPEX da malha, de forma a evitar sobreposições de custos e assegurar maior consistência na reconstrução da série histórica. Dessa forma, os valores relacionados às estações de compressão passaram a refletir os desembolsos efetivamente associados aos contratos identificados para cada exercício.

Esse procedimento foi aplicado individualmente para cada ano do período de 2008 a 2016, permitindo refletir alterações ocorridas na composição dos ativos, nos contratos operacionais e na configuração da malha ao longo do tempo.

Complementarmente, foram considerados os custos de O&M informados pela Petrobras para o período histórico analisado, sem a aplicação dos ajustes posteriormente introduzidos pela ANP. Essa abordagem decorre do entendimento de que os valores originalmente reportados representam de forma mais direta os dispêndios associados à operação e manutenção da infraestrutura, especialmente em um contexto no qual parcela relevante das atividades operacionais era executada e remunerada diretamente no âmbito da estrutura operacional então vigente. Assim, buscou-se preservar maior aderência aos recursos efetivamente empregados na operação da malha ao longo do período analisado.

A incorporação desses elementos teve como objetivo reconstruir uma série de custos mais representativa da operação histórica dos ativos, reduzindo a dependência de proxies, critérios indiretos de alocação e bases agregadas utilizadas em determinados períodos da modelagem da ANP.

Em relação às despesas gerais e administrativas, a análise independente também priorizou informações constantes das demonstrações financeiras disponíveis, buscando identificar rubricas compatíveis com a atividade de transporte de gás natural. A inclusão dessas despesas foi realizada de forma consistente com sua natureza econômica e com sua vinculação à operação da infraestrutura, evitando a incorporação de valores sem relação identificável com a prestação do serviço ou sem suporte documental suficiente.

Para os anos de 2006 e 2007, nos quais há maior limitação de dados diretamente observáveis e maior dificuldade de segregação histórica das informações, foram adotados critérios de reconstrução compatíveis com as bases disponíveis, priorizando-se a rastreabilidade documental e a coerência temporal da série. Nesses casos, buscou-se evitar a utilização de estimativas indiretas ou desvinculadas da realidade operacional da malha, adotando-se premissas alinhadas às informações contábeis e regulatórias disponíveis. Dessa forma, para esses períodos, foram utilizados os dados contábeis constantes nas demonstrações financeiras

2. RCM: Análise técnica e impactos

da NTS, complementados pelos valores associados aos contratos de locação e operação das SCOMPs, de forma a manter consistência metodológica com as demais premissas adotadas na análise independente.

Os valores relacionados às SCOMPs foram apurados a partir da análise dos contratos vigentes e de seus respectivos aditivos, permitindo a identificação individualizada dos dispêndios associados a cada instalação ao longo do período. Para tanto, foram considerados os valores mensais de locação e operação previstos contratualmente, ajustados ao período efetivo de utilização em cada exercício. Adicionalmente, foram incorporados os custos associados à mobilização e desmobilização das unidades, com base nos prazos contratuais e nos documentos de encerramento disponíveis.

A consolidação desses valores foi realizada a partir de um conjunto abrangente de evidências documentais, incluindo contratos, aditivos, autorizações de operação, relatórios de desmobilização e demais documentos de suporte disponibilizados no âmbito da análise. Como resultado, os custos associados às SCOMPs foram tratados como componente específico da estrutura de custos da malha, refletindo sua relevância operacional e sua contribuição para a manutenção da capacidade de transporte ao longo do período analisado.

Nesse sentido, destaca-se que os valores associados a esses serviços são materialmente relevantes, com base em contratos e aditivos firmados, atingindo aproximadamente R\$ 800 milhões ao longo do período analisado, conforme evidenciado na tabela abaixo.

Tabela 7: Dados SCOMPs em valores nominais (R\$ mil)

SCOMPs	Contrato	Vigência	Valor
ESMAN I	CartaExterna_DPBR-2026-25572 - Dados OM Malha SE (003)	2006 a 2007	15.379
ESTAP I	CartaExterna_DPBR-2026-25572 - Dados OM Malha SE (003)	2006 a 2007	8.806
Volta Redonda	CartaExterna_DPBR-2026-25572 - Dados OM Malha SE (003)	2006 a 2007	28.653
RECAP	012.2.015.03-2	2006 a 2012	101.988
REDUC	0802.0014526.05.2	2006 a 2014	149.942
Silva Jardim	0802.0000055.08.2	2008 a 2011	71.129
São Bernardo	0802.0000099.08.2	2008 a 2012	28.464
Suzano	0802.0000096.08.2	2008 a 2012	70.550
TECAB	0802.004241908.2	2008 a 2012	42.858
Congonhas	0802.0000082.08.2	2008 a 2016	87.370
ESTAP II	0802.0000177.09.2	2009 a 2014	97.634
Mantiqueira	0802.0000178.09.2	2009 a 2016	102.157
Total			804.930

Fonte: EY.

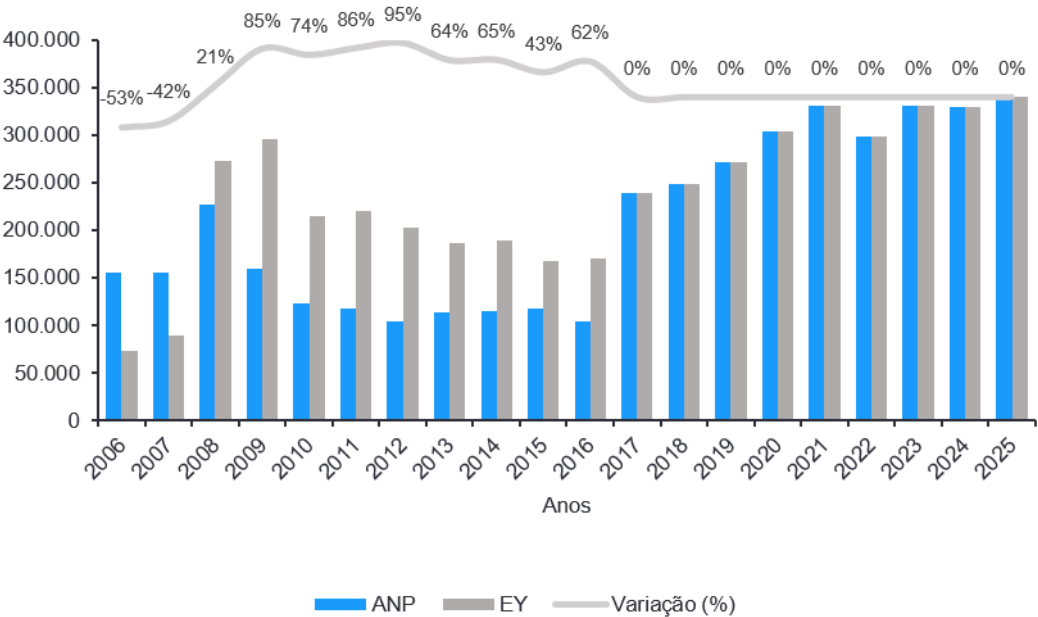
A análise dos resultados indica diferenças relevantes entre a série reconstruída na análise independente e os valores considerados no modelo da ANP, especialmente nos períodos iniciais da série histórica. Essas diferenças decorrem, em grande medida, da natureza das fontes

2. RCM: Análise técnica e impactos

utilizadas e do grau de dependência de estimativas indiretas na construção dos custos e despesas.

A consolidação da série de custos e despesas na análise independente considerou, portanto, a combinação de informações contábeis observáveis, registros históricos das entidades responsáveis pelos ativos, contratos e componentes adicionais identificados documentalmente. Essa abordagem permitiu construir uma série mais aderente à evolução operacional da Malha Sudeste, com menor dependência de alocações indiretas e maior capacidade de conciliação com fontes externas verificáveis.

Gráfico 4: Custos e despesas (R\$ mil)



Fonte: EY

2. RCM: Análise técnica e impactos

Tabela 8: Custos ano a ano (R\$ mil)

O&M	ANP	EY	% ANP x EY
2006	155.263	72.891	-53%
2007	155.263	90.198	-42%
2008	226.843	273.451	21%
2009	160.375	296.238	85%
2010	123.668	214.771	74%
2011	118.597	220.404	86%
2012	104.373	203.206	95%
2013	113.363	186.447	64%
2014	114.848	189.756	65%
2015	117.575	168.449	43%
2016	104.803	170.159	62%
2017	239.055	239.055	0%
2018	249.353	249.353	0%
2019	272.210	272.210	0%
2020	304.256	304.256	0%
2021	331.603	331.603	0%
2022	299.221	299.221	0%
2023	330.763	330.763	0%
2024	329.317	329.317	0%
2025	340.626	340.626	0%
Total	4.191.374	4.782.374	14%

Fonte: EY / ANP

Nos anos em que a ANP utiliza proxies ou informações derivadas de bases posteriores, a série resultante tende a apresentar maior exposição a premissas de alocação, extrapolação ou proporcionalidade. Em contrapartida, a análise independente prioriza dados contábeis históricos e informações associadas às entidades responsáveis pelos ativos, buscando maior aderência aos custos efetivamente incorridos e menor dependência de premissas indiretas.

A comparação entre as abordagens evidencia que a principal diferença não está necessariamente na lógica de tratamento dos custos no modelo, mas na confiabilidade e aderência das informações utilizadas como entrada do modelo. Enquanto a abordagem da ANP viabiliza a reconstrução da série histórica a partir das informações disponíveis no processo regulatório, a análise independente utiliza bases contábeis observáveis e documentos financeiros históricos como referência principal, permitindo maior rastreabilidade dos valores considerados.

Essa distinção é particularmente relevante porque os custos e despesas operacionais influenciam diretamente os fluxos econômicos do modelo de RCM. A utilização de bases com

2. RCM: Análise técnica e impactos

menor granularidade ou não plenamente conciliadas está associada a limitações na representação dos gastos efetivamente incorridos, sobretudo em períodos marcados por maior complexidade operacional, mudanças societárias e menor disponibilidade de informações históricas.

Dessa forma, conclui-se que a reconstrução dos custos e despesas com base em demonstrações financeiras históricas, dados contábeis observáveis e componentes documentados contribui para aumentar a confiabilidade da série utilizada na análise independente. Essa abordagem reduz a dependência de premissas indiretas, melhora a rastreabilidade das informações e permite representar de forma mais consistente os custos econômicos associados à operação da Malha Sudeste.

2.2.2.4 CAPEX

No âmbito da análise independente, a premissa de CAPEX foi integralmente reavaliada, com foco na reconstrução da base de investimentos a partir de referências técnicas, regulatórias e documentais aderentes à composição histórica da Malha Sudeste.

No modelo adotado pela ANP, o CAPEX apresenta natureza híbrida, combinando:

- estimativas de CRN baseadas em benchmark internacional para ativos anteriores a 2006;
- aplicação do Custo Histórico Contábil para parte dos investimentos realizados entre 2007 e 2016; e
- dados contábeis da NTS para os períodos mais recentes.

Essa abordagem permite estruturar uma base completa de investimentos ao longo do período analisado, porém resulta na utilização combinada de fontes com diferentes níveis de aderência ao contexto nacional, além de depender, em determinados casos, de critérios indiretos de reconstrução da cronologia e dos valores investidos.

Nesse contexto, a análise independente adotou como diretriz principal a priorização de referências diretamente associadas ao contexto brasileiro, bem como de informações documentais relacionadas à evolução efetiva dos ativos da malha, buscando reduzir a dependência de benchmarks internacionais e de inferências indiretas.

A reconstrução do CAPEX foi estruturada a partir de três dimensões principais: (i) definição da base de custo – CRN, (ii) temporalização dos investimentos e (iii) tratamento econômico dos ativos, incluindo depreciação técnica e composição da infraestrutura.

(i) Base de custo – CRN

Para a estimativa do custo de reposição a novo dos ativos anteriores a 2006, foram adotadas referências nacionais de custo, incluindo:

- estudo técnico da ANP sobre custos de implantação de gasodutos (NT nº 015/2019-SIM), ajustado para a data-base;
- documentos disponíveis publicamente no site da ANP, relativos a processos recentes de construção de pontos de entrega, como autorizações de construção, orçamentos e demais anexos;
- bases públicas de custos de construção, como TCPO e SINAPI; e
- banco de dados técnico com orçamentos de fornecedores do setor.

A utilização dessas referências permitiu alinhar a estimativa de custos ao contexto brasileiro, refletindo condições locais de mercado, características técnicas dos ativos e especificidades construtivas da infraestrutura.

2. RCM: Análise técnica e impactos

Em termos comparativos, observa-se que os custos unitários obtidos a partir dessas referências são superiores àqueles derivados de benchmarks internacionais utilizados no modelo da ANP, conforme exibido na tabela a seguir^{Error! Reference source not found.}, evidenciando diferenças relevantes associadas à origem e à natureza das bases utilizadas.

A comparação dos custos unitários indica que as referências nacionais consideradas resultam em valores superiores aos obtidos a partir da metodologia baseada no EIA. Enquanto o CRN dos gasodutos calculado pela ANP com base na amostra internacional resulta em custo unitário médio de R\$ 104,74/m.pol, as referências nacionais consideradas trazem um custo unitário de, aproximadamente, R\$ 150/m.pol. Considerando o custo unitário adotado, obtém-se um CRN de aproximadamente R\$ 2,81 bilhões apenas para as estruturas dos dutos, o que representa um aumento de cerca de 45% em relação ao valor calculado pela ANP, sem considerar as demais estruturas associadas aos gasodutos. Ao incluir essas estruturas, conforme exposto na tabela a seguir, o CRN alcança R\$ 2,91 bilhões. Desse modo, observa-se um acréscimo de aproximadamente R\$ 105 milhões, que equivale a 5% do montante total do CRN calculado pela ANP, evidenciando o impacto das estruturas individuais de cada gasoduto na composição do CRN, não consideradas individualmente pela ANP.

Assim, a estimativa de CRN a partir das referências analisadas resultou nos montantes apresentados na tabela abaixo, por gasoduto:

Tabela 9: CRN por Gasoduto (R\$ mil)

Gasoduto	CRN EY	CRN ANP	% CRN ANP x EY
GASVOL	279.196	186.536	50%
GASPAL	1.109.234	682.826	62%
GASBEL	878.923	623.094	41%
GASAN	76.439	54.455	40%
GASDUC II	544.580	397.288	37%
RAMAL ESVOL-TEVOL ⁵	11.514	-	-
ANEL DE GÁS ⁶	17.905	-	-
Total	2.917.791	1.944.198	50%

Fonte: EY

(ii) Temporalização dos investimentos

A análise independente também reavaliou a alocação temporal do CAPEX, com base na reconstrução da linha do tempo dos ativos a partir de dados regulatórios, especialmente as datas de Autorização de Operação (AO) publicadas pela ANP.

Tabela 10: Cronograma de Instalação das Infraestruturas Anteriores a 2006

Instalação	Unidade	Gasoduto Associado	Data AO
Estação Redutora de Pressão	ERP ESVOL	GASVOL	01/01/1986

⁵ Ramal anterior a 2006 não considerado no cálculo da ANP conforme Tabela 10.

⁶ Corresponde ao Ponto de Recebimento REDUC II e Ponto de Entrega Termorio I com Autorizações de Operação Anteriores a 2006, conforme Tabela 10.

2. RCM: Análise técnica e impactos

Instalação	Unidade	Gasoduto Associado	Data AO
Estação Redutora de Pressão	ERP Guararema I	GASPAL	29/01/1999
Estação Redutora de Pressão	ERP Guararema II	GASPAL	01/01/1988
Ponto de Entrega	PTE Barbacena	GASBEL	06/01/2003
Ponto de Entrega	PTE Cruzeiro	GASPAL	23/02/1998
Ponto de Entrega	PTE Japeri I	GASVOL	24/09/2001
Ponto de Entrega	PTE Lorena	GASPAL	23/02/1998
Ponto de Entrega	PTE Paracambi	GASVOL	03/08/2004
Ponto de Entrega	PTE REGAP	GASBEL	01/01/1996
Ponto de Entrega	PTE REGAP II	GASBEL	01/01/1996
Ponto de Entrega	PTE São José dos Campos	GASPAL	01/01/1988
Ponto de Entrega	PTE Suzano	GASPAL	18/11/2004
Ponto de Entrega	PTE Taubaté	GASPAL	23/02/1998
Ponto de Entrega	PTE Termorio I (UTE GLB)	Anel de Gás	03/08/2004
Ponto de Entrega	PTE UTE Juiz de Fora (Igrejinha)	GASBEL	21/11/2001
Ponto de Entrega	PTE Volta Redonda	GASVOL	01/01/1986
Interconexão	PTE/PTR Interconexão Guararema I (GASPAL >> GASBOL)	GASPAL	29/01/1999
Ponto de Recebimento	PTR REDUC II	Anel de Gás	01/01/1996
Gasoduto	GASAN	GASAN	01/01/1993
Gasoduto	GASBEL	GASBEL	01/01/1996
Gasoduto	GASPAL	GASPAL	01/01/1988
Gasoduto	GASVOL	GASVOL	01/01/1986
Gasoduto	RAMAL ESVOL-TEVOL	GASVOL	01/01/1986
Gasoduto	Gasduc II	GASDUC II	01/01/1996

Fonte: Nota Técnica nº 7/2026 / NTS

Essa abordagem permitiu estabelecer maior coerência entre a entrada em operação dos ativos e sua incorporação na base de capital, contribuindo para reduzir distorções associadas à utilização exclusiva da data de imobilização contábil como referência.

Adicionalmente, foram considerados ajustes relacionados à identificação do momento econômico dos investimentos, especialmente em casos nos quais existe defasagem entre:

- o início da execução dos projetos;
- o desembolso financeiro;
- e o reconhecimento contábil dos ativos.

Projetos específicos, como o GASCAR, evidenciam que a utilização da data de ativação contábil não reflete adequadamente o perfil temporal dos investimentos conforme constam nas

2. RCM: Análise técnica e impactos

Demonstrações Financeiras da companhia, sendo mais adequado considerar o início efetivo do dispêndio para fins de modelagem econômica.

(iii) Tratamento econômico e composição da infraestrutura

Adicionalmente, para a conversão do CRN em VRD, foi mantida a metodologia de depreciação Ross-Heidecke, em linha com a abordagem utilizada pela ANP na Nota Técnica nº 15/2026. A utilização dessa metodologia permite refletir a perda de valor dos ativos ao longo de sua vida útil remanescente, considerando simultaneamente fatores relacionados à idade e ao estado de conservação dos bens.

Para fins de comparabilidade com as premissas regulatórias vigentes, foi preservada a vida útil regulatória de 30 anos utilizada pela ANP. Dessa forma, os resultados apresentados incorporam as estimativas de CRN calculadas pela EY com base nas referências nacionais de custos e nos ajustes metodológicos anteriormente descritos, sendo a conversão para VRD realizada por meio da aplicação da curva de depreciação Ross-Heidecke e vida útil regulatória.

Tabela 11: VRD por Gasoduto (R\$ mil)

Gasoduto	VRD EY	VRD ANP	% VRD ANP x EY
GASVOL	131.062	82.905	58%
GASPAL	588.375	355.069	66%
GASBEL	685.366	484.629	41%
GASAN	52.700	37.544	40%
GASDUC II	423.563	309.002	37%
RAMAL ESVOL- TEVOL ⁵	5.117	-	-
ANEL DE GÁS ⁶	15.771	-	-
Total	1.901.955	1.269.149	50%

Fonte: EY / ANP

Ainda, para os investimentos considerados entre 2007 e 2016, embora o registro contábil dos ativos indique a existência de dispêndios financeiros associados a diferentes trechos da malha, observa-se que o modelo da ANP considera investimentos vinculados essencialmente ao GASCAR e aos ramais 16" e 20". Nesse contexto, destaca-se que a base contábil adotada – conforme também discutido pela própria ANP em documentos regulatórios relacionados à aplicação do custo histórico contábil – reflete predominantemente o momento de entrada dos ativos em operação, não capturando de forma adequada os desembolsos realizados ao longo da fase de implantação. Dessa forma, embora constitua fonte relevante para identificação de valores históricos de investimento, sua utilização direta para fins de temporalização no contexto do RCM – que requer a adequada representação do fluxo de desembolsos ao longo do tempo – mostra-se limitada para refletir a dinâmica econômica dos dispêndios.

Para fins de análise independente, foram identificados investimentos adicionais associados à infraestrutura no mesmo período, suportados por demonstrações financeiras e documentação auditada disponibilizada pela NTS, os quais não foram integralmente considerados no modelo. O montante nominal total desses investimentos desconsiderados totaliza aproximadamente R\$ 84,9 milhões, abrangendo intervenções e ampliações em sistemas como o GASBEL (incluindo pontos de entrega e adequações operacionais), GASPAL, GASAN e GASVOL (envolvendo reforços de capacidade, interligações e expansões de infraestrutura), bem como investimentos em sistemas auxiliares e instalações associadas à operação da malha. Tais investimentos

2. RCM: Análise técnica e impactos

refletem a evolução efetiva da infraestrutura ao longo do período e evidenciam que a base considerada pela ANP não captura integralmente o conjunto de dispêndios realizados, resultando em sub-representação do CAPEX incremental na série histórica construída.

Em relação ao GASCAR, especificamente, foi considerado um ajuste sobre o montante investido entre 2003 e 2006, uma vez que há evidências de que parte relevante dos desembolsos associados à implantação do gasoduto não foi capturada pela metodologia empregada pela ANP. Embora a ativação contábil do ativo tenha ocorrido apenas em 2008, documentos públicos, como o Relatório Anual Integrado da Transpetro de 2004⁷, indicam que a construção do gasoduto teve início em agosto de 2004, como exemplo pode-se citar o trecho Paulínia-Taubaté, com operação iniciada em 2007. Adicionalmente, com base na análise das Demonstrações Financeiras da época, foram identificados investimentos anteriores ao início das obras, realizados já em 2003, relacionados a atividades preparatórias indispensáveis para a implantação do empreendimento, tais como licenciamento, desenvolvimento de projetos, estudos técnicos e demais etapas de estruturação do projeto.

Com o objetivo de identificar a cronologia dos investimentos efetivamente realizados, foram analisadas as Demonstrações Financeiras do período de 2003 a 2007, buscando-se mapear os valores registrados no ativo imobilizado durante a fase de implantação do referido gasoduto. Tal abordagem foi fundamentada nas informações fornecidas pela Administração, segundo as quais o GASCAR constituía, à época, o único ativo da NTS. Esse entendimento encontra respaldo em documentos corporativos disponíveis, incluindo o Relatório da Administração de 2008 da TAG, que indica a existência do GASCAR como o único gasoduto detido pela NTS naquele período.

Como procedimento adicional de validação, os montantes identificados nas Demonstrações Financeiras foram conciliados com os relatórios extraídos dos sistemas de gestão da Petrobras disponibilizados no contexto da transação da NTS. Esses documentos incluem registros de *leasing* e controles patrimoniais relacionados ao GASCAR, os quais evidenciam investimentos acumulados da ordem de R\$ 1,7 bilhão até 2008 associados à sua construção. A análise conjunta das Demonstrações Financeiras, dos relatórios sistêmicos e dos documentos da Administração permitiu estabelecer uma trilha consistente dos desembolsos efetuados ao longo do desenvolvimento do projeto e confirmar a materialidade dos investimentos realizados entre 2003 e 2008.

Tabela 12: Distribuição Temporal do Capex do Gascar (R\$ mil)

GASCAR	CAPEX EY	CAPEX ANP	% ANP x EY
2006	1.201.715	37.635	3093%
2007	298.086	618.653	-52%
2008	203.761	1.047.275	-81%
Total	1.703.562	1.703.562	0%

Fonte: EY / ANP

O caso do GASCAR evidencia de forma ilustrativa uma limitação estrutural associada ao uso exclusivo da data de imobilização contábil para reconstrução de fluxos econômicos históricos. Embora o montante total do investimento seja substancialmente semelhante entre as

⁷ O GASCAR consta no Relatório Anual da Transpetro de 2004 por se tratar de um projeto de expansão da malha de transporte de gás natural então desenvolvido no âmbito do Sistema Petrobras, e até então com participação da Transpetro em sua implantação. Fonte: [Relatório Anual Integrado](#).

2. RCM: Análise técnica e impactos

abordagens, sua distribuição temporal difere de maneira relevante. Em uma metodologia baseada na reconstrução da recuperação de capital ao longo do tempo, essa diferença temporal produz efeitos diretos sobre a remuneração do capital e sobre a trajetória do saldo residual calculado pelo modelo.

Esse procedimento é particularmente relevante porque os valores considerados pela ANP foram capturados a partir das datas de imobilização dos ativos. Contudo, a data de reconhecimento contábil no imobilizado não necessariamente coincide com o momento em que ocorreram os desembolsos financeiros para desenvolvimento e implantação do empreendimento. Como resultado, investimentos realizados em anos anteriores à ativação do ativo aparentam não estar adequadamente refletidos na cronologia de investimentos considerada pela Agência.

Dessa forma, para fins da presente análise independente, foram considerados os desembolsos identificados nas Demonstrações Financeiras para o projeto GASCAR em suas respectivas datas de ocorrência, incluindo aqueles realizados durante a fase preparatória do empreendimento, anteriormente ao início das obras. Essa abordagem permitiu representar de forma mais aderente o perfil temporal dos investimentos efetivamente realizados, totalizando aproximadamente R\$ 1,7 bilhão de desembolsos associados à implantação do gasoduto entre 2003 e 2008. Para os investimentos realizados após 2008, foram considerados os montantes capitalizados nos respectivos anos, conforme o custo histórico contábil.

Em linha com as limitações identificadas no modelo da ANP quanto à não incorporação integral de investimentos realizados na infraestrutura, foram considerados ativos adicionais com evidência documental de sua implementação, integração operacional e utilização efetiva na prestação do serviço regulado. Nesse contexto, destacam-se três casos específicos: scraper do Ramal 16", PR GNL da Baía de Guanabara e SCOMP Mantiqueira.

Em relação ao scraper do Ramal 16", trata-se de investimento devidamente comprovado junto à ANP por meio do Processo SEI nº 48610.202856/2022-80, encontrando-se em fase final de capitalização, pendente apenas de aprovação formal. Considerando sua natureza como dispêndio efetivamente incorrido e diretamente associado à operação da infraestrutura, sua exclusão implica não refletir integralmente a base de ativos utilizada na prestação do serviço.

No caso do PR GNL da Baía de Guanabara, foram identificadas evidências de sua incorporação ao Contrato Malha SE, incluindo a submissão e aprovação do Aditivo nº 16 pela ANP e a obtenção de autorização de operação em novembro de 2023. Adicionalmente, o ativo encontra-se incluído na base considerada no custo de aquisição contábil, o que reforça sua vinculação à infraestrutura operacional da malha.

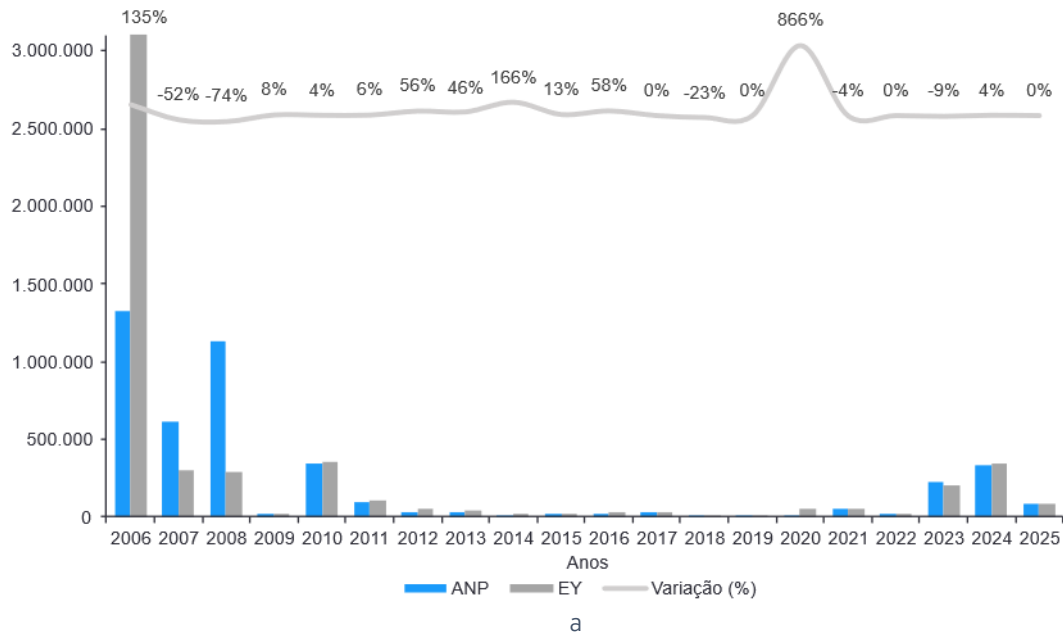
Por fim, quanto à SCOMP Mantiqueira, trata-se de ativo adquirido pela NTS em fevereiro de 2020, anteriormente utilizado sob regime de aluguel e posteriormente internalizado com o objetivo de aumentar a eficiência operacional. Considerando que se trata de ativo em uso, essencial à prestação do serviço e suportado por documentação de aquisição, sua classificação econômica é compatível com CAPEX.

A integração dessas dimensões resultou em uma base de CAPEX caracterizada por:

- maior aderência a custos nacionais e condições locais de mercado;
- melhor representação da composição física da infraestrutura;
- maior precisão na temporalização dos investimentos; e
- e consistência entre o tratamento econômico dos ativos e sua dinâmica operacional.

2. RCM: Análise técnica e impactos

Gráfico 5: Capex (R\$ mil)



Fonte: EY

Ressalta-se que a concentração observada em 2005 não decorre exclusivamente de investimentos incrementais realizados naquele exercício, mas da reconstituição da cronologia econômica dos desembolsos associados à implantação da infraestrutura e da alocação temporal dos investimentos anteriormente incorporados de forma agregada em períodos posteriores.

Tabela 13: Capex Ano a Ano (R\$ mil)

CAPEX	ANP	EY	% EY x ANP
2006	1.321.737	3.103.670	135%
2007	618.660	298.094	-52%
2008	1.128.901	292.301	-74%
2009	20.599	22.229	8%
2010	339.921	353.922	4%
2011	98.692	104.842	6%
2012	31.327	48.974	56%
2013	32.215	46.964	46%
2014	7.291	19.372	166%
2015	15.224	17.211	13%
2016	16.761	26.522	58%
2017	30.774	30.770	0%
2018	5.242	4.017	-23%
2019	365	364	0%

2. RCM: Análise técnica e impactos

CAPEX	ANP	EY	% EY x ANP
2020	5.332	51.500	866%
2021	53.262	51.343	-4%
2022	17.921	17.915	0%
2023	222.170	201.916	-9%
2024	329.472	343.901	4%
2025	83.676	83.594	0%
Total	4.379.542	5.119.420	17%

Fonte: EY / ANP

Do ponto de vista das fontes de dados adotadas para a estimativa do CAPEX, a análise comparativa evidencia que a utilização de benchmarks internacionais, conforme observado no modelo da ANP, não se mostra plenamente aderente ao contexto regulatório e técnico disponível, tampouco às condições econômicas específicas de implantação de infraestrutura no Brasil. Em particular, observa-se que tais referências não incorporam de forma explícita componentes relevantes associados à nacionalização dos custos obtidos através de fonte internacional, incluindo aspectos tributários, logísticos, encargos regulatórios e custos indiretos decorrentes das condições locais de mercado e de execução de projetos.

Destaca-se que a própria ANP dispõe de referência nacional consolidada por meio do estudo “Análise Estatística de Custos de Implantação de Oleodutos e Gasodutos no Brasil”, publicado em 2019, o qual apresenta base empírica fundamentada em dados de projetos efetivamente realizados no país, refletindo, portanto, as condições reais de implantação da infraestrutura dutoviária no contexto nacional.

A utilização dessas referências nacionais não implica que estimativas baseadas em benchmarks internacionais sejam necessariamente inadequadas para fins de análise. O ponto relevante é que diferentes bases tecnicamente justificáveis podem resultar em estimativas distintas de custo de reposição, especialmente quando aplicadas a contextos regulatórios, tributários, logísticos e construtivos específicos. Nesse sentido, a consideração de referências desenvolvidas a partir de projetos efetivamente executados no Brasil permite avaliar a sensibilidade dos resultados à escolha das fontes de dados utilizadas na reconstrução da base de investimentos.

Nesse sentido, a adoção de referências internacionais, sem a devida incorporação de ajustes locais e de nacionalização de custos, introduz viés sistemático na estimação do CAPEX, uma vez que desconsidera diferenças estruturais relacionadas ao ambiente tributário, às condições logísticas, ao custo de mão de obra, aos encargos regulatórios e às especificidades técnicas dos projetos no Brasil. Por outro lado, a utilização de referências nacionais permite maior aderência às condições efetivamente observadas, além de assegurar maior rastreabilidade e alinhamento metodológico com estudos já produzidos e validados no âmbito regulatório. Dessa forma, a ausência de consideração explícita desses fatores no modelo da ANP pode contribuir para diferenças relevantes na estimativa dos custos de implantação e limita a capacidade do CRN de refletir adequadamente os dispêndios necessários para a reposição da infraestrutura em condições equivalentes.

Observa-se, ainda, uma inconsistência na aplicação das bases de dados adotadas pela ANP, na medida em que a utilização de informações contábeis para fins de reconstrução do CAPEX não se mostra plenamente compatível com os princípios metodológicos do RCM. Conforme indicado pela própria Agência em documentos regulatórios, a adoção da base contábil pode ser adequada para fins de mensuração da base de ativos por meio do método CHCI. No

2. RCM: Análise técnica e impactos

entanto, tal base reflete predominantemente o momento de reconhecimento de imobilização contábil dos ativos, não capturando o fluxo de desembolsos associados à sua implantação.

A adoção de referências nacionais não decorre da premissa de que custos locais sejam necessariamente superiores ou mais adequados do que referências internacionais. Sua utilização está associada à maior aderência dessas bases às condições efetivamente observadas no ambiente regulatório, tributário, logístico e construtivo brasileiro, permitindo avaliar de forma mais direta os efeitos dessas características na reconstrução dos investimentos históricos.

Todavia, em uma metodologia baseada na reconstrução retrospectiva da trajetória de recuperação do capital, a adequada representação dos investimentos requer não apenas a utilização de bases de custo aderentes à realidade econômica dos ativos, mas também a correta identificação do momento em que os desembolsos foram efetivamente realizados. As limitações identificadas na composição da base de ativos, nas referências de custos utilizadas e na temporalização dos investimentos evidenciam que o resultado do RCM permanece fortemente condicionado às premissas adotadas para reconstrução da série histórica de CAPEX.

Sob essa perspectiva, observa-se que a principal sensibilidade identificada não decorre necessariamente da magnitude absoluta dos investimentos considerados, mas da forma como esses investimentos são posicionados ao longo do tempo. Em uma metodologia baseada na reconstrução retrospectiva da recuperação do capital, diferenças na cronologia dos desembolsos podem produzir impactos relevantes mesmo quando os valores totais investidos permanecem substancialmente semelhantes.

Os resultados observados no caso do GASCAR ilustram de forma clara essa característica, na medida em que distribuições temporais distintas para um mesmo montante total de investimento produziram impactos relevantes sobre a trajetória de recuperação do capital reconstruída pelo modelo.

2.2.2.5 Depreciação fiscal e baixas

No modelo adotado pela ANP, a depreciação fiscal dos ativos anteriores a 2006 é calculada a partir do CRN, utilizado como base depreciável ao longo da vida útil regulatória estabelecida. Essa abordagem implica a utilização de uma base que representa o valor de reposição na data-base, e não necessariamente o valor econômico remanescente dos ativos em operação naquele momento.

A definição da base depreciável assume papel relevante no contexto do RCM, uma vez que afeta simultaneamente a despesa de depreciação, a apuração dos tributos e, consequentemente, a trajetória de recuperação do capital ao longo do período analisado. Assim, a análise independente buscou avaliar os efeitos associados à utilização de uma base econômica alternativa para os ativos anteriores a 2006.

Nesse contexto, a análise independente adotou como premissa o uso do VRD como base para a depreciação fiscal e vida útil remanescente para o cálculo da depreciação anual dos ativos anteriores a 2006. O VRD incorpora o consumo acumulado da vida útil econômica dos ativos até a data-base, refletindo de forma mais direta sua condição operacional e o nível de desgaste ao longo do tempo.

Importante destacar que não se argumenta que o VRD represente necessariamente a base fiscal originalmente utilizada pelos ativos históricos. Entretanto, diante da ausência de informações completas, auditáveis e conciliáveis sobre os custos originais de aquisição para todo o período analisado, sua utilização como proxy busca representar de forma mais aderente o capital econômico remanescente dos ativos em operação do que a utilização direta do CRN, que reflete o custo de reposição de um ativo novo na data-base.

2. RCM: Análise técnica e impactos

A utilização do VRD nesta análise não deve ser interpretada como uma proposição de base fiscal efetiva ou como substituição da base originalmente utilizada pelos ativos. Sua aplicação possui finalidade analítica e ilustrativa, buscando avaliar a sensibilidade do modelo à adoção de uma referência econômica alternativa para representar o capital remanescente dos ativos existentes no início da série histórica.

A adoção dessa abordagem permite alinhar a base depreciable à realidade econômica dos ativos, considerando que a depreciação fiscal representa o reconhecimento contábil do consumo do capital investido. Dessa forma, a utilização de uma base já ajustada pelo consumo econômico tende a refletir de maneira mais consistente os fluxos de despesa associados à operação da infraestrutura.

Como consequência, a definição da base depreciable impacta diretamente a apuração dos tributos no modelo, uma vez que a depreciação é tratada como despesa dedutível para fins de cálculo de IRPJ e CSLL. A utilização de uma base baseada no CRN tende a ampliar o valor depreciable e, portanto, reduzir o lucro tributável, enquanto a utilização do VRD resulta em um perfil de depreciação mais alinhado ao valor econômico residual dos ativos, alterando a dinâmica dos fluxos fiscais ao longo do período, impactando diretamente os fluxos de caixa fiscais considerados no modelo de RCM.

Do ponto de vista econômico, a utilização do CRN como base depreciable implica aplicar a lógica de consumo de capital sobre um valor de reposição estimado para um ativo novo, e não sobre uma representação do estoque econômico efetivamente existente no início da série histórica. Em metodologias retrospectivas, essa distinção assume relevância adicional, pois influencia não apenas a despesa anual de depreciação, mas toda a reconstrução dos fluxos fiscais e da recuperação do capital ao longo do período analisado.

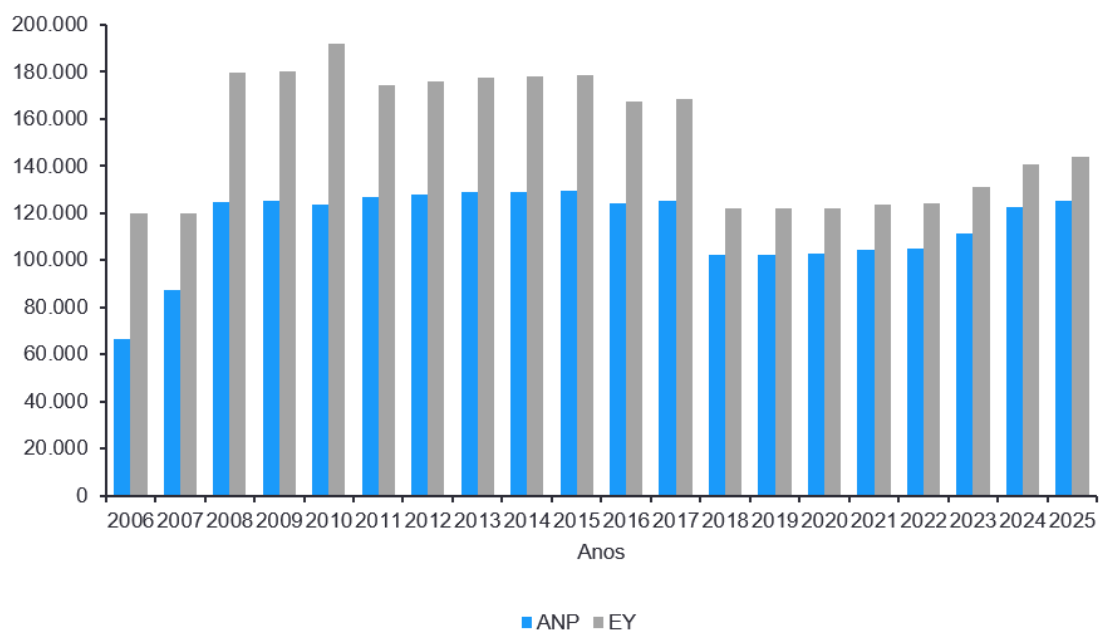
No que se refere às baixas de ativos, a análise independente manteve a lógica estrutural do modelo aplicado pela ANP, segundo a qual o valor de baixa corresponde ao saldo remanescente do ativo no momento de sua retirada, ajustado pela depreciação acumulada até aquele ponto. No entanto, foi realizada revisão da base econômica utilizada para cálculo desse saldo, de forma consistente com a adoção do VRD como ponto de partida.

Adicionalmente, foram incorporados eventos de baixa identificados ao longo do período analisado com base em evidências documentais, incluindo substituições de ativos, desativações de trechos e reduções de capacidade operacional. Essa abordagem permitiu alinhar o reconhecimento das baixas ao momento efetivo de retirada ou perda de utilidade econômica dos ativos, garantindo maior coerência entre o modelo e a dinâmica operacional observada.

A inclusão desses eventos contribui para refletir de forma mais completa a trajetória dos ativos ao longo do tempo, considerando não apenas sua entrada em operação, mas também sua substituição, atualização ou descontinuidade. Dessa forma, a base de ativos considerada no modelo passa a incorporar de forma mais precisa os ciclos de investimento e desinvestimento associados à operação da malha.

2. RCM: Análise técnica e impactos

Gráfico 6: Depreciação fiscal (R\$ mil)



Fonte: EY.

Tabela 14: Depreciação Fiscal Ano a Ano (R\$ mil)

Depreciação	ANP	EY	Variação EY x ANP
2006	66.577	119.755	80%
2007	87.199	119.755	37%
2008	124.829	179.492	44%
2009	125.515	180.233	44%
2010	123.603	192.031	55%
2011	126.893	174.347	37%
2012	127.937	175.980	38%
2013	129.011	177.545	38%
2014	129.254	178.191	38%
2015	129.762	178.765	38%
2016	124.102	167.347	35%
2017	125.128	168.372	35%
2018	102.542	121.832	19%
2019	102.554	121.844	19%
2020	102.732	122.069	19%
2021	104.507	123.781	18%

2. RCM: Análise técnica e impactos

Depreciação	ANP	EY	Variação EY x ANP
2022	105.105	124.378	18%
2023	111.119	131.108	18%
2024	122.366	140.963	15%
2025	125.155	143.750	15%
Total	2.295.891	3.041.539	32%

Fonte: EY.

Embora a análise independente adote o VRD como referência para os ativos existentes anteriormente a 2006, a diferença observada em relação à série da ANP não decorre exclusivamente da alteração da base depreciable. Os resultados refletem também os ajustes realizados na composição da base de ativos, na incorporação de investimentos adicionais identificados documentalmente e na revisão da cronologia de determinados investimentos, especialmente aqueles associados ao GASCAR. Dessa forma, a comparação entre os valores anuais de depreciação deve ser interpretada considerando o efeito combinado de todas as premissas adotadas na reconstrução da base de ativos.

A análise dos resultados indica que os impactos associados à depreciação fiscal e às baixas decorrem predominantemente da definição da base econômica adotada para os ativos e da forma de reconhecimento dos eventos ao longo do tempo. Nesse sentido, a principal diferença em relação ao modelo da ANP não está na lógica de cálculo, mas na aderência da base depreciable ao valor econômico efetivo dos ativos e na incorporação de eventos documentados de baixa.

Do ponto de vista comparativo, observa-se que a utilização do CRN como base depreciable, conforme adotado pela ANP, decorre de premissa consistente com a lógica de reposição dos ativos, porém implica a utilização de um valor que não reflete diretamente o estágio de consumo econômico no momento inicial da análise. Em contrapartida, a utilização do VRD permite aproximar a base depreciable da condição real dos ativos em operação, reduzindo a necessidade de inferências sobre o grau de utilização acumulado.

Não se conclui, contudo, que o VRD represente a base fiscal historicamente utilizada pelos ativos, mas apenas que sua adoção como referência alternativa evidencia a elevada sensibilidade do resultado do RCM à definição da base depreciable na ausência de informações históricas completas e conciliáveis.

De forma análoga, a consideração de eventos de baixa exclusivamente com base na estrutura modelada pode limitar a representação de ocorrências efetivas ao longo da série histórica, especialmente em contextos de substituição ou reconfiguração da infraestrutura. A incorporação de informações documentais permite, nesse caso, aumentar a precisão na temporalização desses eventos e na determinação do valor residual associado.

Conclui-se, portanto, que a abordagem adotada na análise independente, ao priorizar bases econômicas alinhadas ao valor remanescente dos ativos e à incorporação de eventos observáveis ao longo do tempo, contribui para fortalecer a confiabilidade das premissas de depreciação fiscal e baixas. Essa abordagem reduz a dependência de estimativas indiretas, melhora a consistência entre a base de ativos e sua utilização operacional e permite uma representação mais fiel dos fluxos econômicos e fiscais no contexto da aplicação do modelo de RCM.

As diferenças observadas entre as abordagens analisadas evidenciam que os resultados são diretamente influenciados pela base econômica adotada para representar os ativos e seu consumo ao longo do tempo. Nesse contexto, a utilização de premissas distintas para

2. RCM: Análise técnica e impactos

depreciação fiscal e baixas produz efeitos relevantes na reconstrução dos fluxos econômicos considerados pelo modelo.

2.2.2.6 Taxa de desconto

A taxa de desconto constitui uma das premissas mais relevantes para o cálculo do RCM, uma vez que influencia diretamente a trajetória de remuneração do capital e, consequentemente, o valor residual dos ativos ao longo do período analisado. Em razão dessa elevada sensibilidade, a definição retrospectiva (ex-post) da taxa de retorno exige especial atenção à consistência metodológica, à transparência dos critérios adotados e à aderência às condições que prevaleciam no momento da realização dos investimentos.

Para a constituição dessa premissa, a NTS se apoiou nos trabalhos desenvolvidos pela G.O. Associados⁸.

A G.O. Associados apresentou o seguinte argumento sobre a construção da taxa de desconto: a taxa de desconto aplicável ao RCM deveria ser representada por um WACC fixo ao longo de toda a vigência contratual, em substituição à abordagem adotada pela ANP, que utiliza taxas distintas para diferentes períodos, pois, segundo a consultoria, os contratos legados de transporte de gás tinham suas tarifas iniciais definidas com base em um único custo de capital, sem previsão de atualizações anuais ou revisões cíclicas do WACC.

Para sustentar essa abordagem, a consultoria utiliza como referência a Nota Técnica nº 27/2006, entendida como o principal referencial regulatório disponível à época da celebração dos contratos. A partir dessa metodologia, é reconstruída uma taxa de desconto com base em parâmetros considerados aderentes às condições de mercado e às práticas observadas em contratos legados contemporâneos, incluindo taxa livre de risco, prêmio de risco de mercado, risco-país, estrutura de capital, spread de crédito e beta setorial.

A partir desses componentes, a G.O. Associados calcula o custo de capital próprio por meio do modelo CAPM, estima o custo da dívida, aplica a estrutura de capital regulatória e converte o resultado para uma taxa real em dólares. O exercício resulta em um WACC real de 11,38%, correspondente ao limite superior da faixa apresentada na Nota Técnica nº 27/2006, valor que a consultoria entende ser mais consistente com as condições vigentes no momento dos investimentos e mais aderente à lógica contratual dos contratos legados. Segundo a consultoria, a utilização dessa taxa única reduziria os riscos associados à reconstrução ex-post do custo de capital e preservaria a coerência temporal das premissas utilizadas na avaliação dos ativos. A composição da taxa calculada e definida pela NTS é apresentada abaixo:

Tabela 15: Composição da Taxa de Desconto

Parâmetro	Valor
Taxa Livre de Risco (TLR)	5,04%
Prêmio de Risco de Mercado (PRMg)	5,90%
Risco Brasil (Spread País)	7,79%
Inflação Implícita EUA (média do ano corrente)	2,48%
D/(D+E) - Participação da Dívida	60,00%
E/(D+E) - Participação do Cap. Próprio	40,00%

⁸ Referência: 2026.07.03 - Minuta GOA - Contribuição CP 11_2026_limpa

2. RCM: Análise técnica e impactos

Parâmetro	Valor
Alíquota de Impostos (IR 25% + CSLL 9%)	34,00%
Spread de Default da Empresa	2,50%
Betas	
Beta Desalavancado	0,62
Beta Alavancado - $\beta_e = \beta_a \times [1 + (1-t) \times D/E]$	1,23
Custo de Capital Próprio	
Custo de Capital Próprio	20,11%
Custo de Capital de Terceiros	
Custo da Dívida (Rd = RLR + Risco Brasil + Default)	15,33%
Custo da Dívida Após Impostos $R_d \times (1-t)$	10,12%
WACC Nominal (US\$)	
WACC Nominal (US\$) (após impostos)	14,11%
WACC Real (US\$)	
WACC Real (US\$) - (após impostos)	11,38%

Fonte: GO Associados

Além disso, segue detalhamento da composição das premissas utilizadas pela G.O. Associados:

- Spread do crédito privado: as Notas Técnicas nº 01/2014 e 13/2019 utilizaram o spread médio para uma empresa ranqueada como “BB” em termos de risco de crédito. Conforme estimativa do Profº Aswath Damodaran⁹, em 2004 o spread de crédito relacionado a essa nota de crédito estaria em 2,50%. O valor também mais próximo do utilizado nas Notas Técnicas nº 01/2014 (2,00%) e 13/2019 (3,60%);
- Participação do capital de terceiros e próprio: a proporção de 60%/40% (debt/equity) está alinhada com as Notas Técnicas nº 01/2014 (50%/50%) e 13/2019 (70%/30%) e com a proporção utilizada no WACC do contrato do GASTAU (54%/46%);
- Betas desalavancados: os betas utilizados nas Notas Técnicas nº 01/2014 (0,60), 13/2019 (0,58) e nos contratos legados (todos em 0,54) são mais próximos do valor de 0,62 utilizados na Nota Técnica nº 27/2006, em detrimento do valor de 0,25.

Por fim, a G.O. Associados indica que, dada a elevada influência do WACC sobre o resultado do RCM, a discussão acerca da taxa de retorno a ser aplicada transcende uma questão meramente metodológica, constituindo elemento central para a avaliação da razoabilidade econômica dos resultados obtidos. Em conjunto com as demais premissas necessárias à reconstrução retrospectiva dos fluxos econômicos, a definição da taxa de desconto exerce influência relevante sobre a valoração resultante do modelo, reforçando a importância de critérios consistentes, transparentes e reproduzíveis para sua determinação.

⁹ Disponível em: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/podcasts/valUGspr22/session7slides.pdf>. Acesso em: 02/07/2026.

2. RCM: Análise técnica e impactos

Para os fins deste estudo, a taxa calculada pela G.O. Associados foi utilizada exclusivamente como referência para avaliação da sensibilidade do modelo a premissas alternativas de custo de capital, não constituindo validação independente, opinião ou recomendação da EY quanto à adequação dessa taxa para fins regulatórios.

2.2.2.7 Resultado Análise Independente

A aplicação integrada das premissas adotadas na análise independente resultou no recálculo completo do modelo de RCM, permitindo avaliar, de forma consolidada, os efeitos decorrentes da redefinição das principais variáveis – receita, custos e despesas, CAPEX, depreciação fiscal e baixas de ativos.

O resultado obtido no cenário analisado, sem a sensibilização da taxa de desconto, foi de aproximadamente R\$ 13,5 bilhões, em comparação ao valor de -R\$ 83,5 milhões apurado no modelo da ANP. Quando incorporada a taxa de desconto calculada pela G.O. Associados e adotada pela NTS, o resultado da BRA alcança aproximadamente R\$ 34,8 bilhões. Tal variação evidência, de forma particularmente clara, a elevada influência exercida pela taxa de desconto no âmbito do RCM e reforça a relevância dessa premissa para o resultado final da metodologia.

Esse comportamento é consistente com os resultados observados na análise de sensibilidade, que já indicavam elevada elasticidade do modelo em relação às principais premissas. A análise independente demonstra, na prática, que a aplicação simultânea de premissas alternativas, suportadas por documentação e evidências observáveis, produz impactos substancialmente superiores àqueles observados em alterações isoladas dos parâmetros.

A magnitude da diferença observada é particularmente relevante porque decorre da aplicação de premissas suportadas por documentação, dados observáveis e critérios metodológicos reproduzíveis, sem alteração da estrutura matemática do modelo. Sob essa perspectiva, o resultado evidencia que a principal fonte de variabilidade do RCM não reside no mecanismo de cálculo em si, mas na seleção e reconstrução das premissas utilizadas.

Nesse sentido, os resultados obtidos não evidenciam apenas a existência de divergências pontuais nas premissas adotadas, mas demonstram que diferentes conjuntos de informações historicamente observáveis e tecnicamente defensáveis podem conduzir a estimativas substancialmente distintas para a mesma infraestrutura dentro da própria lógica do RCM.

A relevância desse resultado não está associada à identificação de um valor definitivo para a BRA, mas à demonstração de que alterações fundamentadas nas premissas utilizadas são capazes de produzir resultados substancialmente distintos dentro da mesma estrutura metodológica.

Mais do que a dimensão dos valores obtidos, a diferença observada evidencia que o resultado do RCM é fortemente condicionado às premissas utilizadas para reconstrução dos fluxos históricos. Em uma metodologia destinada à definição de uma base regulatória de ativos, tal comportamento reduz a capacidade do modelo de produzir resultados estáveis, reproduzíveis e objetivamente verificáveis, uma vez que diferentes conjuntos de premissas tecnicamente justificáveis podem conduzir a estimativas substancialmente distintas para um mesmo conjunto de ativos.

Sob essa perspectiva, a análise independente pode ser interpretada como uma extensão prática dos testes de sensibilidade apresentados anteriormente. Enquanto a análise de sensibilidade avalia o efeito isolado de alterações em determinadas variáveis, a análise independente demonstra o comportamento do modelo quando diferentes premissas documentadas e tecnicamente justificáveis são consideradas simultaneamente.

O exercício realizado não possui o objetivo de estabelecer uma nova referência regulatória para a BRA da Malha Sudeste, tampouco de identificar um valor definitivo para os ativos analisados.

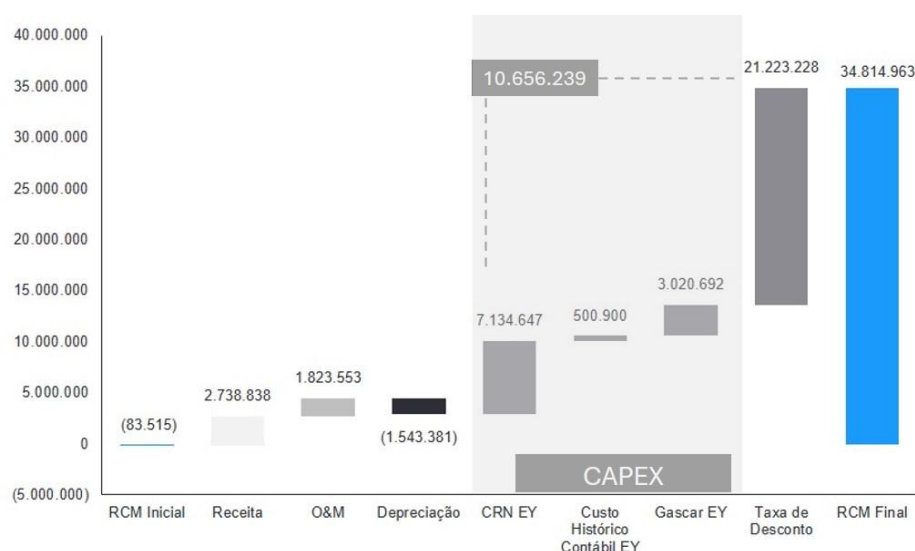
2. RCM: Análise técnica e impactos

Seu propósito é demonstrar, de forma prática, o grau de variação que pode ser obtido quando conjuntos alternativos de premissas, suportados por documentação, informações observáveis e critérios metodológicos reproduzíveis, são incorporados à mesma estrutura de cálculo.

A decomposição dos impactos evidencia que a diferença observada não decorre de uma única premissa ou ajuste específico. Ao contrário, resulta do efeito acumulado de diversas decisões metodológicas relacionadas à reconstrução das receitas, custos, investimentos, depreciação e baixas de ativos e taxa de desconto ao longo da série histórica analisada.

A amplitude dos resultados observados ao longo das análises realizadas sugere que a definição da BRA por meio do RCM permanece fortemente condicionada às premissas adotadas para reconstrução da trajetória econômica dos ativos. Nesse contexto, a existência de resultados substancialmente distintos, todos decorrentes de conjuntos de premissas tecnicamente justificáveis, evidencia desafios relevantes para a obtenção de estimativas suficientemente robustas, estáveis e reproduzíveis. Sob essa perspectiva, os resultados apresentados indicam limitações importantes do RCM como metodologia de referência para definição da BRA, especialmente quando comparado a abordagens baseadas em atributos diretamente observáveis, auditáveis e verificáveis dos ativos.

Gráfico 7: Value bridge - RCM análise independente (em R\$ mil)



Fonte: EY

Com o objetivo de aprofundar a compreensão dos impactos observados na análise independente, foi realizada uma decomposição adicional do componente CAPEX no *value bridge*, com a identificação da contribuição individual dos principais ajustes incorporados ao modelo. Essa análise permite avaliar como diferentes elementos relacionados à estimativa dos investimentos – incluindo a adoção de referências nacionais para o cálculo do CRN, a incorporação de investimentos não considerados período de 2007 a 2016 pelo custo histórico contábil, a reavaliação da cronologia dos desembolsos do GASCAR e ajustes associados a ativos específicos, como a inclusão dos investimentos realizados no Scraper do Ramal 16” e no ponto de recebimento de GNL, além da aquisição da SCOMP ESMAN – influenciam a estimativa final da BRA.

Os resultados também evidenciam a sensibilidade do método do RCM a alterações na distribuição temporal dos investimentos. Observa-se que o principal impacto identificado não decorre da taxa de desconto e inclusão de novos valores de CAPEX ou de revisões das premissas de valoração, mas sim da readequação da cronologia dos desembolsos do GASCAR. Dessa forma, a decomposição demonstra que a variação total observada no CAPEX não é

2. RCM: Análise técnica e impactos

consequência de um único ajuste isolado, mas do efeito combinado de diferentes fatores que afetam tanto a base de investimentos quanto a dinâmica de recuperação do capital ao longo do período analisado.

Ainda, uma parcela relevante da diferença decorre de ajustes relacionados à temporalização dos investimentos, especialmente no caso do GASCAR. Considerando o racional lógico da metodologia, o reconhecimento do investimento em sua data econômica de desembolso produz efeitos significativamente distintos daqueles observados quando a referência utilizada é exclusivamente a data de imobilização contábil. Esse resultado evidencia a elevada sensibilidade do RCM não apenas aos valores considerados, mas também à cronologia adotada para sua incorporação ao modelo.

Importante pontuar que a taxa de desconto foi considerada conforme taxa calculada pela G.O. Associados e definida pela NTS, não tendo sido objeto de revisão nesta análise. Essa delimitação é relevante para preservar a consistência do escopo e assegurar que os resultados reflitam exclusivamente os efeitos das premissas operacionais e da base de ativos.

No âmbito das premissas específicas, observam-se os seguintes aspectos:

Tabela 16: Componentes de cálculo RCM e principais observações (R\$ Mil)

Componente	Impacto calculado	Principais observações
Receita	(162.712)	A reconstrução, embora metodologicamente consistente no modelo da ANP, baseia-se predominantemente em parâmetros contratuais. A utilização de dados observáveis na análise independente resulta em diferenças concentradas nos períodos iniciais da série histórica, nos quais a evolução da capacidade e da utilização da malha apresenta maior variabilidade.
Custos e despesas	591.000	A série histórica considerada pela ANP combina diferentes fontes de informação e, em determinados períodos, utiliza proxies e critérios de alocação. A reconstrução com base em demonstrações financeiras e documentação contratual permite maior aderência aos custos efetivamente incorridos, reduzindo a dependência de estimativas indiretas e aumentando a rastreabilidade dos valores
CAPEX	965.008	A base de investimentos no modelo da ANP apresenta caráter híbrido, com utilização de benchmark internacional para ativos anteriores a 2006. A adoção de referências nacionais, aliada à revisão da composição dos ativos e da temporalização dos investimentos, resulta em maior alinhamento com as condições observadas no contexto brasileiro e com a evolução efetiva da infraestrutura
Depreciação fiscal	745.648	A utilização do CRN como base depreciável implica a adoção de um valor de reposição na data-base, que não necessariamente reflete o estágio de consumo econômico dos ativos. A utilização do VRD e da vida útil remanescente permite aproximação mais direta ao valor remanescente, alterando a dinâmica dos fluxos fiscais.

2. RCM: Análise técnica e impactos

Componente	Impacto calculado	Principais observações
Baixa de ativos	95.409	O valor reconhecido depende diretamente da base econômica adotada e da identificação dos eventos ao longo do tempo. A incorporação de eventos documentados e a revisão da base de cálculo contribuem para maior alinhamento com a trajetória operacional da infraestrutura.
RCM Ajustado (ex-WACC)	13.591.735	O recálculo do RCM demonstrou que alterações suportadas por documentação verificável e critérios metodológicos reproduzíveis foram suficientes para produzir resultado substancialmente distinto daquele obtido pela ANP, evidenciando elevada dependência do método em relação às premissas utilizadas.
Taxa de Desconto	21.223.228	O recálculo da taxa de desconto foi conduzido pela G.O. Associados. O impacto isolado da taxa no RCM é de, aproximadamente, R\$ 10,42bi.
RCM	34.814.963	O recálculo do RCM demonstrou que alterações suportadas por documentação verificável e critérios metodológicos reproduzíveis foram suficientes para produzir resultado substancialmente distinto daquele obtido pela ANP, evidenciando elevada dependência do método em relação às premissas utilizadas.

Fonte: EY

Tomados individualmente, os ajustes apresentados podem parecer compatíveis com escolhas metodológicas razoáveis dentro do contexto da reconstrução histórica proposta pelo RCM. Entretanto, quando considerados de forma integrada, seus efeitos acumulados evidenciam a elevada dependência do modelo em relação às premissas utilizadas para representar os fluxos econômicos históricos.

Adicionalmente, foram identificadas limitações relacionadas à coerência temporal dos investimentos considerados no modelo. Em diversos casos, o reconhecimento dos ativos com base exclusivamente na data de imobilização contábil não reflete adequadamente a cronologia dos desembolsos econômicos que deram origem aos investimentos. Essa questão assume particular relevância no contexto do RCM, cuja lógica econômica está fundamentada na reconstrução da recuperação do capital ao longo do tempo a partir dos dispêndios efetivamente realizados. Cabe destacar, por fim, que a taxa de retorno, embora mantida pelo calculado da ANP nesta análise, constitui parâmetro estrutural no modelo de RCM, influenciando a remuneração do capital e a apuração do capital remanescente. Dessa forma, os resultados devem ser interpretados considerando a interação entre as premissas analisadas e os parâmetros mantidos inalterados.

Em síntese, os resultados da análise independente não devem ser interpretados como uma proposta alternativa definitiva para a valoração da BRA, mas como uma evidência da sensibilidade do RCM às premissas utilizadas na reconstrução dos fluxos históricos. A magnitude das diferenças observadas demonstra que conjuntos distintos de informações, ainda que suportados por documentação e justificativas técnicas plausíveis, podem conduzir a resultados significativamente divergentes. Nesse contexto, a análise reforça a importância da qualidade, rastreabilidade e verificabilidade das premissas adotadas, bem como os desafios inerentes à utilização de metodologias fortemente dependentes da reconstrução retrospectiva de informações históricas.

3. Conclusão

3.1. Resumo das principais conclusões técnicas identificadas

- **O RCM apresenta limitações estruturais para definição da BRA**, uma vez que depende da reconstrução retrospectiva de receitas, custos, investimentos, depreciação, baixas e remuneração do capital ao longo de quase duas décadas, exigindo séries históricas completas, auditáveis, conciliáveis e rastreáveis.
- Parte relevante das limitações informacionais anteriormente reconhecidas pela própria ANP na Nota Técnica nº 07/2026 permanece presente na Nota Técnica nº 14/2026, especialmente no que se refere à **disponibilidade, completude, rastreabilidade e verificabilidade dos dados históricos** utilizados para aplicação do RCM.
- Foram identificadas **fragilidades metodológicas relevantes** nas premissas adotadas para reconstrução das séries históricas, incluindo aspectos relacionados à receita, custos e despesas operacionais, CAPEX, depreciação fiscal, baixas de ativos e taxa de desconto, com potencial impacto material sobre o resultado da BRA.
- Além das incertezas inerentes à reconstrução histórica, foram identificadas **limitações e fragilidades relevantes nas premissas adotadas no modelo da ANP**. Quando confrontadas com documentos contábeis auditáveis, evidências regulatórias, instrumentos contratuais e documentação técnica disponível, **tais premissas apresentam divergências que podem influenciar de forma significativa a valoração residual da BRA**, contribuindo para resultados inferiores aos observados em abordagens alternativas analisadas neste relatório.
- A análise de sensibilidade demonstrou que **alterações relativamente moderadas** nas principais premissas do modelo **produzem impactos significativos no resultado da BRA**, evidenciando **elevada dependência** do RCM em relação às hipóteses adotadas para reconstrução dos fluxos econômicos históricos.
- A análise independente realizada pela EY resultou em valor aproximado de **R\$ 13,5 bilhões** para a BRA, em comparação ao valor de **-R\$ 83,5 milhões** obtido pela ANP. Quando considerada a taxa de desconto calculada pela G.O. Associados e utilizada pela NTS para fins de análise complementar, o resultado alcança aproximadamente **R\$ 34,8 bilhões**, evidenciando a elevada sensibilidade do método às premissas adotadas.
- As diferenças observadas entre os resultados demonstram que conjuntos alternativos de premissas, **suportados por documentação, evidências observáveis e critérios metodológicos** tecnicamente defensáveis, podem conduzir a estimativas substancialmente distintas para uma mesma infraestrutura dentro da própria lógica do RCM.
- **Não foram identificados precedentes regulatórios nacionais ou internacionais relevantes** de utilização do RCM como metodologia para definição de Base Regulatória de Ativos em setores regulados de infraestrutura. As referências identificadas restringem-se a aplicações específicas de caráter informacional, comparativo ou arbitral.
- Metodologias de valoração **fundamentadas em atributos diretamente observáveis** dos ativos, como o CHCI e o CRN, apresentam **menor dependência de reconstruções retrospectivas, maior rastreabilidade das premissas e maior alinhamento com práticas regulatórias** observadas no Brasil e no exterior.
- Os resultados deste estudo indicam que a utilização do RCM como metodologia principal para definição da BRA apresenta desafios relevantes no contexto analisado e que abordagens fundamentadas em informações diretamente observáveis da infraestrutura tendem a proporcionar maior transparência, reprodutibilidade, verificabilidade e estabilidade regulatória.

3. Conclusão

- O Método do Capital Recuperado (RCM) apresenta limitações estruturais para definição da Base Regulatória de Ativos (BRA), uma vez que depende da reconstrução retrospectiva de receitas, custos, investimentos, depreciação, baixas e remuneração do capital ao longo de quase duas décadas, exigindo séries históricas completas, auditáveis, conciliáveis e rastreáveis.

3.2. Detalhamento das conclusões identificadas

As análises desenvolvidas pela EY indicam que a aplicação do RCM, conforme refletida no modelo disponibilizado pela ANP, apresenta limitações relevantes para fins de definição da BRA da Malha Sudeste. Embora o método esteja estruturado como uma reconstrução retrospectiva de fluxos econômicos, sua aplicação prática, no caso analisado, demonstrou elevada dependência de premissas, proxies, critérios de alocação e bases de dados heterogêneas, nem sempre suportadas por informações completas, conciliáveis, rastreáveis ou auditáveis.

Assim, as conclusões obtidas decorrem de duas dimensões complementares de análise. A primeira diz respeito às limitações estruturais associadas à própria lógica do método, que depende da reconstrução retrospectiva de receitas, custos, investimentos, depreciação, baixas e remuneração de capital ao longo de extensos horizontes temporais. A segunda refere-se às escolhas específicas realizadas na sua aplicação ao caso da NTS, incluindo a seleção das bases de dados, os critérios de alocação utilizados e as premissas adotadas para recomposição das séries históricas.

Sob a perspectiva metodológica, o RCM diferencia-se das abordagens tradicionalmente utilizadas para valoração de ativos regulados ao buscar reconstruir retrospectivamente a trajetória econômica dos ativos por meio da estimação histórica de receitas, custos, investimentos, depreciação, baixas e remuneração do capital. Como consequência, a robustez dos resultados passa a depender da disponibilidade de séries históricas completas, consistentes, auditáveis, conciliáveis e rastreáveis ao longo de todo o horizonte analisado.

Entretanto, a própria documentação regulatória evidencia limitações relevantes quanto à disponibilidade e à qualidade dessas informações. Observa-se que diversas restrições informacionais anteriormente reconhecidas pela ANP na Nota Técnica nº 07/2026 permanecem presentes na Nota Técnica nº 14/2026, especialmente no que se refere à completude, rastreabilidade e verificabilidade dos dados históricos utilizados para reconstrução dos fluxos econômicos. Em vez de eliminar essas limitações, a aplicação prática do modelo passa a tratá-las por meio da utilização de proxies, critérios de alocação, estimativas retrospectivas e hipóteses de reconstrução histórica, aumentando a dependência do resultado em relação às premissas adotadas.

Nesse sentido, além das incertezas inerentes à reconstrução histórica, foram identificadas limitações metodológicas e inconsistências relevantes nas premissas adotadas no modelo da ANP quando confrontadas com documentos contábeis, regulatórios, contratuais e técnicos disponíveis. Para os componentes analisados foram identificadas inconsistências e fragilidades de fundamentação que impactam diretamente a estimativa do capital recuperado e, consequentemente, o resultado do RCM.

A análise de sensibilidade realizada demonstra que pequenas alterações nas premissas fundamentais do modelo produzem impactos significativos na estimativa final da BRA. Esse comportamento foi confirmado pela análise independente desenvolvida pela EY, cujo resultado alcançou aproximadamente R\$ 13,5 bilhões, em comparação ao valor de -R\$ 83,5 milhões obtido pela ANP. Adicionalmente, quando considerada a taxa de desconto calculada pela G.O. Associados e adotada pela NTS para fins da análise complementar apresentada neste relatório, o resultado alcança aproximadamente R\$ 34,8 bilhões, reforçando a elevada sensibilidade do método às premissas utilizadas para reconstrução da trajetória econômica dos ativos.

3. Conclusão

A inclusão de uma premissa alternativa de taxa de desconto produziu variação adicional de magnitude relevante nos resultados obtidos, corroborando a conclusão de que o valor apurado pelo RCM permanece altamente dependente das hipóteses utilizadas para reconstrução retrospectiva dos fluxos econômicos.

A relevância desse resultado não decorre da identificação de um valor alternativo para a BRA, mas da demonstração de que diferentes conjuntos de premissas, todos potencialmente fundamentados em informações documentais e critérios metodológicos plausíveis, podem produzir resultados substancialmente distintos dentro da mesma estrutura de cálculo. Nesse sentido, a divergência observada entre os resultados da ANP e da análise independente evidencia o elevado grau de dependência do método em relação às premissas utilizadas para reconstrução dos fluxos históricos.

Adicionalmente, foram identificadas inconsistências e fragilidades específicas na aplicação realizada pela ANP. No componente de receita, observou-se a predominância de reconstruções contratuais em detrimento de referências observáveis disponíveis para determinados períodos históricos. Em custos e despesas, verificou-se a utilização de proxies e de informações cuja rastreabilidade e completude apresentam limitações reconhecidas pela própria Agência. Em CAPEX, foram identificadas questões relacionadas à utilização de referências internacionais de custo, à abrangência da base de ativos considerada e à temporalização dos investimentos. Já em relação à depreciação fiscal e às baixas de ativos, foram observados impactos decorrentes da definição das bases econômicas utilizadas e do reconhecimento dos eventos ao longo do período analisado.

Em particular, a análise do CAPEX evidencia não apenas limitações relacionadas às referências utilizadas para estimativa dos custos de reposição, mas também desafios associados à representação temporal dos investimentos. Em diversos casos, observou-se que a utilização da data de imobilização contábil não coincide com o momento econômico dos desembolsos efetivamente realizados, aspecto que assume especial relevância em uma metodologia cuja lógica depende da reconstrução da trajetória de recuperação do capital ao longo do tempo.

Em complemento, a aplicação do RCM em ativos legados, com histórico operacional extenso e bases de dados originalmente produzidas para finalidades contábeis, gerenciais e contratuais – e não para fins de reconstrução regulatória retrospectiva – desloca o foco da valoração objetiva dos ativos em serviço para a reconstrução teórica de fluxos econômicos passados. Essa característica faz com que o resultado dependa da disponibilidade de séries históricas completas, homogêneas, conciliáveis, rastreáveis e auditáveis de receitas, custos, investimentos, depreciação, baixas e remuneração do capital ao longo de quase duas décadas.

No caso analisado, entretanto, observou-se que parte relevante dessas informações se encontra sujeita a limitações de completude, mudanças de estrutura societária, diferentes critérios de contabilização, utilização de proxies, critérios de alocação retrospectivos e reconstruções baseadas em informações indiretas. Como consequência, a estimativa do capital recuperado passa a depender, em medida relevante, de escolhas metodológicas realizadas posteriormente e não apenas de fatos históricos diretamente observáveis.

Essa característica foi evidenciada pelos próprios resultados obtidos ao longo deste trabalho, nos quais premissas alternativas, suportadas por documentação e justificativas técnicas plausíveis, produziram resultados significativamente distintos daqueles apresentados pela ANP. Nesse contexto, a elevada sensibilidade do método às premissas adotadas reduz sua robustez como instrumento de definição da BRA e limita sua capacidade de fornecer uma referência única, objetiva e verificável para a valoração dos ativos regulados.

Os resultados observados ao longo deste trabalho indicam que a aplicação do RCM permanece fortemente condicionada à disponibilidade, qualidade e interpretação das informações

3. Conclusão

históricas utilizadas em sua reconstrução, aspecto que constitui elemento relevante na avaliação de sua utilização como referência principal para definição da BRA.

Ainda que a taxa de retorno não tenha sido objeto de recálculo pela EY, sua relevância estrutural no RCM deve ser considerada. Diferentemente de metodologias prospectivas, nas quais a taxa de remuneração incide sobre uma base regulatória definida para ciclos futuros, no RCM a taxa atua sobre a reconstrução retrospectiva dos fluxos históricos. Assim, em um contexto no qual as demais variáveis já dependem de estimativas, proxies e critérios de alocação, a utilização de uma taxa de retorno retrospectiva amplia a sensibilidade do modelo e reforça sua dependência de escolhas metodológicas.

Do ponto de vista técnico-regulatório, a definição da BRA deve estar ancorada em critérios que permitam refletir, de forma objetiva, verificável e rastreável, o valor econômico dos ativos efetivamente utilizados na prestação do serviço. Nesse contexto, metodologias como o CHCI e o CRN representam as abordagens mais amplamente observadas na regulação econômica de infraestrutura, tendo sido adotadas por reguladores nacionais e internacionais em diferentes setores para definição de bases regulatórias de ativos. Ambas partem diretamente de atributos observáveis da infraestrutura, como custos históricos, custos de reposição, vida útil e condição operacional dos ativos, reduzindo a dependência de reconstruções retrospectivas de fluxos econômicos.

Adicionalmente, observa-se que a própria trajetória regulatória da ANP no segmento de transporte de gás natural esteve historicamente associada à utilização de metodologias de valoração fundamentadas nos ativos subjacentes. Em particular, a valoração da BRA em outras transportadoras foi conduzida com base no CHCI, metodologia que voltou a ser reconhecida pela própria Agência como referência preferencial na evolução recente do marco tarifário do transporte de gás natural. Sob essa perspectiva, a adoção do RCM para os ativos vinculados aos contratos legados representa uma mudança metodológica relevante em relação às abordagens tradicionalmente associadas à valoração da BRA no setor.

Por outro lado, não foram identificados precedentes regulatórios relevantes, nacionais ou internacionais, de utilização do RCM como metodologia principal para definição de uma Base Regulatória de Ativos em setores regulados de infraestrutura. As referências identificadas ao longo dos trabalhos limitam-se a contextos específicos, relacionados à arbitragem comercial ou à divulgação informacional, incluindo o caso australiano citado pela própria ANP, sem utilização como instrumento principal para definição tarifária de ativos regulados.

Dessa forma, os resultados obtidos ao longo deste trabalho indicam que a aplicação do RCM ao caso analisado permanece fortemente condicionada à disponibilidade, qualidade e interpretação das informações históricas utilizadas em sua reconstrução. A elevada sensibilidade observada, somada às diferenças produzidas por premissas alternativas tecnicamente justificáveis, evidencia que o resultado do modelo é fortemente influenciado pelas escolhas metodológicas realizadas na definição das bases de dados, critérios de reconstrução e parâmetros adotados. Em consequência, diferentes conjuntos de informações historicamente observáveis e tecnicamente defensáveis podem conduzir a resultados substancialmente distintos para uma mesma infraestrutura, circunstância que merece consideração na avaliação de sua utilização como referência principal para definição da BRA.

Em síntese, os resultados deste estudo indicam que a utilização do RCM como metodologia principal para definição da BRA apresenta desafios relevantes no contexto analisado, especialmente em situações caracterizadas por disponibilidade limitada de informações históricas completas, auditáveis, conciliáveis e rastreáveis ao longo do horizonte necessário para sua aplicação. Nesse contexto, metodologias baseadas em atributos diretamente observáveis dos ativos tendem a apresentar menor dependência de reconstruções retrospectivas e menor sensibilidade a premissas históricas. Sob essa perspectiva, os resultados deste estudo sugerem que abordagens fundamentadas em informações diretamente

3. Conclusão

observáveis da infraestrutura tendem a oferecer maior transparência, reprodutibilidade e estabilidade regulatória quando comparadas a metodologias fortemente dependentes da reconstrução retrospectiva de fluxos econômicos históricos.

Sob essa perspectiva, os resultados deste estudo sugerem que a utilização de metodologias fundamentadas em atributos diretamente observáveis da infraestrutura tende a oferecer maior transparência, reprodutibilidade e estabilidade regulatória quando comparada a abordagens fortemente dependentes da reconstrução retrospectiva de fluxos econômicos históricos.

4. Anexos

4.1 Considerações finais e limitações

Fontes de informação

No âmbito das análises desenvolvidas para a NTS, foram consideradas as notas técnicas, documentos regulatórios e materiais de suporte associados ao Processo ANP nº 48610.209490/2025-12 e à Consulta Pública nº 11/2026, com foco na compreensão detalhada da metodologia de valoração da Base Regulatória de Ativos (“BRA”) proposta pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”).

O trabalho envolveu o levantamento e a consolidação das bases de dados utilizadas no modelo regulatório disponibilizado pela ANP, incluindo informações associadas a investimentos históricos (CAPEX), receitas, custos operacionais e administrativos, depreciação fiscal e demais parâmetros considerados relevantes para as análises realizadas. Adicionalmente, foram avaliados a estrutura lógica do modelo, suas premissas, critérios metodológicos e os resultados decorrentes de sua aplicação.

Também foram realizadas análises críticas das premissas e bases utilizadas pela ANP, incluindo comparações com informações regulatórias disponíveis, referências técnicas complementares e outras evidências consideradas pertinentes aos objetivos do trabalho. Para esse fim, foram igualmente consideradas informações e esclarecimentos fornecidos pela equipe técnica da NTS acerca de aspectos operacionais, financeiros e contratuais relacionados às atividades da companhia.

As análises foram conduzidas com base nas informações e documentos disponibilizados até a data de emissão deste relatório. Dessa forma, eventos, fatos, documentos ou alterações regulatórias ocorridos posteriormente não foram considerados no escopo dos trabalhos.

Independência de critério

Os profissionais da EY atuaram com independência técnica e imparcialidade na condução dos trabalhos descritos neste relatório.

Os honorários contratados para execução dos serviços não estão condicionados aos resultados das análises, ao conteúdo das contribuições eventualmente apresentadas pela NTS ou a quaisquer decisões regulatórias futuras.

Adicionalmente, os profissionais envolvidos no trabalho não possuem interesse financeiro direto nos ativos objeto das análises nem nos resultados regulatórios decorrentes do processo em questão.

Limitações do trabalho

O presente trabalho possui natureza exclusivamente técnico-analítica e foi desenvolvido de acordo com o escopo definido em contrato entre a EY e a NTS.

A EY não foi contratada para realizar auditoria, revisão, certificação, assecuração, perícia contábil, due diligence ou qualquer outro procedimento de atestação sobre dados, informações ou documentos utilizados no âmbito das análises realizadas.

Não fez parte do escopo dos serviços:

- verificar ou certificar a exatidão dos dados históricos, financeiros, operacionais ou regulatórios utilizados pela ANP ou pela NTS;
- promover reconciliações entre diferentes bases de dados, sistemas ou fontes de informação;
- validar a consistência contábil, fiscal ou regulatória das informações utilizadas;

4. Anexos

- determinar o valor definitivo da Base Regulatória de Ativos;
- emitir opinião conclusiva sobre a adequação final da metodologia regulatória a ser adotada pela ANP;
- realizar recálculo independente da taxa de retorno regulatória (WACC), exceto pelos testes de sensibilidade eventualmente desenvolvidos com base em informações fornecidas pela NTS ou por outros assessores;
- realizar reconstrução integral, detalhada e auditada dos fluxos financeiros históricos das concessões;
- elaborar parecer jurídico ou interpretação legal vinculante;
- representar a NTS perante órgãos reguladores, instâncias administrativas, arbitrais ou judiciais;
- avaliar ativos, passivos, contingências ou obrigações ambientais;
- executar procedimentos de inventário físico, emplaquetamento de bens ou reconciliação físico-contábil;
- executar atividades típicas de planejamento tributário, auditoria ou due diligence.

Os trabalhos foram conduzidos com base em informações disponibilizadas pela NTS, pela ANP e por outras fontes consideradas relevantes para os objetivos do trabalho. Tais informações foram utilizadas conforme recebidas e não foram submetidas a procedimentos independentes de auditoria, certificação ou validação, exceto quando expressamente indicado neste relatório.

Eventuais limitações de disponibilidade, qualidade, rastreabilidade, completude ou consistência das informações utilizadas podem influenciar as análises realizadas e os resultados obtidos.

Os testes de sensibilidade eventualmente desenvolvidos possuem caráter ilustrativo e foram estruturados para avaliar o efeito de alterações em premissas específicas. Por sua natureza, tais exercícios não pretendem representar todas as alternativas metodológicas possíveis nem todas as circunstâncias específicas aplicáveis à NTS.

Natureza das análises e ausência de asseguração

Os serviços prestados pela EY constituem atividade de consultoria e assessoria técnica especializada.

Consequentemente, este relatório não constitui auditoria, revisão, exame, asseguração, certificação ou qualquer outra forma de atestação prevista pelo Conselho Federal de Contabilidade ("CFC") ou por organismos profissionais equivalentes.

Dessa forma, a EY não expressa qualquer opinião, conclusão de asseguração ou garantia sobre demonstrações financeiras, registros contábeis, informações regulatórias, informações operacionais, projeções, controles internos ou quaisquer outras informações utilizadas no âmbito deste trabalho.

As premissas, hipóteses e informações utilizadas nas análises permanecem sob responsabilidade de suas respectivas fontes e não foram objeto de validação independente pela EY, salvo disposição expressa em contrário.

Restrições de uso e limitações de responsabilidade

O presente relatório foi elaborado exclusivamente para apoiar a NTS na formulação de contribuições técnicas relacionadas à Consulta Pública nº 11/2026 da ANP.

4. Anexos

Embora o relatório possa tornar-se público em decorrência do processo regulatório aplicável, nenhuma pessoa ou entidade distinta da NTS poderá invocar, utilizar ou apoiar-se neste relatório como fundamento para decisões próprias. A EY não assume qualquer dever, obrigação ou responsabilidade perante terceiros em relação ao conteúdo deste documento.

Na medida em que o relatório contenha projeções, estimativas, análises de sensibilidade, simulações ou avaliações dos efeitos decorrentes da aplicação de determinadas premissas metodológicas ou regulatórias, tais resultados possuem caráter meramente analítico e ilustrativo e não constituem previsão de desempenho futuro.

A EY não assume qualquer responsabilidade pela concretização de resultados projetados, pela materialização de impactos econômicos, financeiros ou tarifários, nem por decisões regulatórias, empresariais, administrativas ou de qualquer outra natureza que venham a ser tomadas com base nas análises apresentadas.

O presente relatório não foi elaborado para utilização em processos de captação de recursos, obtenção de financiamentos, oferta de valores mobiliários, suporte a decisões de investimento, operações societárias, litígios judiciais ou arbitrais, processos administrativos contenciosos, formulação de estratégias jurídicas, emissão de pareceres legais ou quaisquer outras finalidades distintas daquelas expressamente descritas neste relatório.

A EY não assume qualquer responsabilidade por utilizações do presente documento para finalidades diversas das expressamente previstas em seu escopo.

4. Anexos

4.2 Documentos recebidos

Tabela 17: Resumo de documentos recebidos

Conteúdo do documento	Arquivo recebido
Relatório de contratos e serviços	01_Relatorio_TAG_NTS_NTS.xlsx
Aditivo 1 de transporte de gás - TAG x Consórcio Congonhas - Valerus Compression, Novembro 2008	2.1.2.1.1.1.1.1 Aditivo 01 _Contrato 0802.0000082.08.2.pdf
Aditivo 10 de transporte de gás - TAG x Consórcio Congonhas - Valerus Compression, Setembro 2010	2.1.2.1.1.1.1.10 Aditivo 10 _Contrato 0802.0000082.08.2.pdf
Aditivo 11 de transporte de gás - TAG x Consórcio Congonhas - Valerus Compression, Outubro 2010	2.1.2.1.1.1.1.11 Aditivo 11 _Contrato 0802.0000082.08.2.pdf
Aditivo 12 de transporte de gás - TAG x Consórcio Congonhas - Valerus Compression, Dezembro 2014	2.1.2.1.1.1.1.12 Aditivo nº 12_ Contrato nº 0802.0000082.08.2.pdf
Aditivo 2 de transporte de gás - TAG x Consórcio Congonhas, Abril 2009	2.1.2.1.1.1.1.2 Aditivo 02 _Contrato 0802.0000082.08.2.pdf
Aditivo 3 de transporte de gás - TAG x Valerus Compression, Junho 2009	2.1.2.1.1.1.1.3 Aditivo 03_Contrato 0802.0000082.08.2.pdf
Aditivo 4 de transporte de gás - TAG x Consórcio Congonhas - Valerus Compression, Junho 2009	2.1.2.1.1.1.1.4 Aditivo 04 _Contrato 0802.0000082.08.2.pdf
Aditivo 5 de transporte de gás - TAG x Valerus Compression, Julho 2009	2.1.2.1.1.1.1.5 Aditivo 05 _Contrato 0802.0000082.08.2.pdf
Aditivo 6 de transporte de gás - TAG x Valerus Compression, Agosto 2009	2.1.2.1.1.1.1.6 Aditivo 06 _Contrato 0802.0000082.08.2.pdf
Aditivo 7 de transporte de gás - TAG x Valerus Compression, Setembro 2009	2.1.2.1.1.1.1.7 Aditivo 07_Contrato 0802.0000082.08.2.pdf
Aditivo 8 de transporte de gás - TAG x Valerus Compression, Novembro 2009	2.1.2.1.1.1.1.8 Aditivo 08_Contrato 0802.0000082.08.2.pdf
Aditivo 9 de transporte de gás - TAG x Consórcio Congonhas - Valerus Compression, Novembro 2009	2.1.2.1.1.1.1.9 Aditivo 09 _Contrato 0802.0000082.08.2.pdf
Anexo 1 - TAG X Consórcio Congonhas, Contratação de serviço de compressão de congonghas	2.1.2.1.1.1.2.1 1- Anexo I _Contrato -morial Descritivo.pdf
Anexo 4 - TAG X Consórcio Congonhas, Cronograma de execução física das atividades	2.1.2.1.1.1.2.10 4 - Anexo IV A _Con-08.2_ Cronograma.pdf
Anexo 5 - TAG X Consórcio Congonhas, Diretriz contratual de qualidade	2.1.2.1.1.1.2.11 5 - Anexo V _Contrato -etriz de Qualidade.pdf
Anexo 6 - TAG X Consórcio Congonhas, Diretriz contratual de SMS	2.1.2.1.1.1.2.12 6 - Anexo VI _Contra- Dirertriz de SMS.pdf
Anexo 7 - TAG X Consórcio Congonhas, Diretriz contratual de planejamento e controle	2.1.2.1.1.1.2.13 7 - Anexo VII _Contrato -riz Plan. e Controle.pdf
Anexo 9 - TAG X Consórcio Congonhas, Requisitos básicos para instalação de canteiros	2.1.2.1.1.1.2.15 9 - Anexo IX _Contrato 080- de Canteiros de Obras.pdf
Anexo II A - TAG x Consórcio Congonhas - Valerus Compression, Planilha de preços revisão A	2.1.2.1.1.1.2.2 2 - Anexo II A_Contra-Planilha de preços.pdf
Anexo II B - TAG x Consórcio Congonhas - Valerus Compression, Planilha de preços revisão B	2.1.2.1.1.1.2.3 2 - Anexo II B_Contra- Planilha de Preços.pdf
Anexo II C - TAG x Consórcio Congonhas - Valerus Compression, Planilha de preços revisão C	2.1.2.1.1.1.2.4 2 - Anexo II C_Contra- Planilha de Preços.pdf

4. Anexos

Conteúdo do documento	Arquivo recebido
Anexo II D - TAG x Consórcio Congonhas - Valerus Compression, Planilha de preços revisão D	2.1.2.1.1.1.2.5 2 - Anexo II D_Contra- Planilha de Preços.pdf
Anexo III A - TAG x Consórcio Congonhas - Valerus Compression, Critérios de medição mensal revisão A	2.1.2.1.1.1.2.6 3 - Anexo III A_Contra-Critério de medição.pdf
Anexo III B - TAG x Consórcio Congonhas - Valerus Compression, Critérios de medição mensal revisão B	2.1.2.1.1.1.2.7 3 - Anexo III B_Contra-Critério de Medição.pdf
Anexo III C - TAG x Consórcio Congonhas - Valerus Compression, Critérios de medição mensal revisão C	2.1.2.1.1.1.2.8 3 - Anexo III C_Contra-Critério de Medição.pdf
Anexo III D - TAG x Consórcio Congonhas - Valerus Compression, Critérios de medição mensal revisão D	2.1.2.1.1.1.2.9 3 - Anexo III D_Contra-ritério de Medição.pdf
Autorização de serviço 001 Revisão B - Valerus Compression, Janeiro 2009	2.1.2.1.1.1.3.1 A.S. 001 - Rev. B - Valerus Compression Services LP..pdf
Autorização de serviço 001 Revisão D - Valerus Compression, Fevereiro 2009	2.1.2.1.1.1.3.2 A.S. 001 - Rev. D - Valerus Compression Services LP..pdf
Autorização de serviço 001 Revisão D - Valerus Compression, Fevereiro 2009	2.1.2.1.1.1.3.3 A.S. 001_Contrato 0802.0000082.08.2_ Rev. D.pdf
Autorização de serviço 001 Revisão J - Valerus Compression, Setembro 2010	2.1.2.1.1.1.3.5 A.S. 001_Contrato 0802.0000082.08.2_Rev J.pdf
Autorização de serviço 002 Revisão 00 - Valerus Compression, Março 2010	2.1.2.1.1.1.3.6 A.S. 002_Contrato 0802.0000082.08.2_ Rev 00.pdf
Autorização de serviço 002 Revisão 00 - Valerus Compression, Março 2010	2.1.2.1.1.1.3.7 AS 2- Autorização de Operação - REV 0.pdf
Autorização ANP Nº 2, DE 5.1.2010 - DOU 6.1.2010, Dezembro de 2009 a Dezembro de 2015	2.1.2.1.1.1.3.9 Scomp Congonhas AO 2_2010.pdf
Contrato - TAG x Consórcio Congonhas - Valerus Compression, Setembro 2008	2.1.2.1.1.1.4.1 _Contrato 0802.000008-ssion Services LP.pdf
Aditivo 1 de transporte de gás - TAG x Exterran Energy Solutions, Agosto 2009	2.1.2.1.1.2.1.1 Aditivo 01 - Esman II.pdf
Aditivo 2 de transporte de gás - TAG x Exterran Energy Solutions, Março 2012	2.1.2.1.1.2.1.2 Aditivo 02 - Esman II.pdf
Aditivo 3 de transporte de gás - TAG x Exterran Energy Solutions, Março 2012	2.1.2.1.1.2.1.3 Aditivo 03 - Esman II.pdf
Aditivo 4 de transporte de gás - TAG x Exterran Energy Solutions, Abril 2015	2.1.2.1.1.2.1.4 Aditivo 04 - Esman II.pdf
Autorização de serviço 001 Revisão 0 - Exterran Energy Solutions, Maio 2009	2.1.2.1.1.2.3.1 AS 001 Rev 0 - ESMAN II.PDF
Autorização de serviço 001 Revisão A - Exterran Energy Solutions, Julho 2009	2.1.2.1.1.2.3.2 AS 001 Rev A - ESMAN II.pdf
Autorização de serviço 001 Revisão B - Exterran Energy Solutions, Janeiro 2010	2.1.2.1.1.2.3.3 AS 001 Rev B - ESMAN II.pdf
Autorização de serviço 001 Revisão C - Exterran Energy Solutions, Fevereiro 2010	2.1.2.1.1.2.3.4 AS 001 Rev C - ESMAN II.pdf
Autorização de serviço 001 Revisão D - Exterran Energy Solutions, Fevereiro 2010	2.1.2.1.1.2.3.5 AS 001 Rev D - ESMAN II.pdf
Autorização de serviço 002 Revisão 0 - Exterran Energy Solutions, Maio 2010	2.1.2.1.1.2.3.6 AS 002 Rev 0 - ESMAN II.pdf
Contrato e anexos - TAG x Exterran Energy Solutions, Junho 2009	2.1.2.1.1.2.4.2 Contrato e Anexos - ESMAN II.pdf

4. Anexos

Conteúdo do documento	Arquivo recebido
Aditivo 2 de transporte de gás - TAG X Valerus Energia X Geogas Serviços de Óleo de Gás - Consórcio Tapinhoã, Agosto 2009	2.1.2.1.2.2.1.1 Aditivo 02 _ Contrato 0802.0000177.09.2.pdf
Aditivo 4 de transporte de gás - TAG X Valerus Energia X Geogas Serviços de Óleo de Gás - Consórcio Tapinhoã, Dezembro 2010	2.1.2.1.2.2.1.2 Aditivo 04 _ Contrato 0802.0000177.09.2.pdf
Aditivo 1 de transporte de gás - TAG X Valerus Energia - Consórcio Tapinhoã, Agosto 2009	2.1.2.1.2.2.1.3 Aditivo 01 _ Contrato 0802.0000177.09.2.pdf
Aditivo 3 de transporte de gás - TAG X Valerus Energia X Geogas Serviços de Óleo de Gás - Consórcio Tapinhoã, Setembro 2010	2.1.2.1.2.2.1.4 Aditivo 03 _ Contrato 0802.0000177.09.2.pdf
Anexo II - TAG X Consórcio Tapinhoã - Valerus Compression Services, Planilha de preços Revisão C	2.1.2.1.2.2.2.1 Anexo II T _Convite O-s de Preços Rev C.pdf
Anexo VIII - TAG X Valerus Energia - Consórcio Tapinhoã, Requisitos básicos para instalação de canteiro de obras	2.1.2.1.2.2.2.10 Anexo VIII_Contrato 0802.0000177.09.2.pdf
Anexo V - TAG X Valerus Energia - Consórcio Tapinhoã, Diretriz contratual de planejamento e controle	2.1.2.1.2.2.2.12 Anexo V _Contrato 0802.0000177.09.2.pdf
Anexo V - TAG X Valerus Energia - Consórcio Tapinhoã, Diretriz contratual de planejamento e controle	2.1.2.1.2.2.2.13 Anexo V _Contrato 0802.0000177.09.2.pdf
Anexo I - TAG X Valerus Energia - Consórcio Tapinhoã, Dados básicos de contratação de serviços de compressão de Tapinhoã	2.1.2.1.2.2.2.14 Anexo I _Contrato 0802.0000177.09.2_MEMORIAL MD-4150.pdf
Anexo I - TAG X Valerus Energia - Consórcio Tapinhoã, Dados básicos de contratação de serviços de compressão de Tapinhoã	2.1.2.1.2.2.2.15 Anexo I _Contrato 0802.0000177.09.2_MEMORIAL MD-4150.pdf
Anexo VI - TAG X Valerus Energia - Consórcio Tapinhoã, Diretriz contratual de qualidade	2.1.2.1.2.2.2.16 Anexo VI _Contrato 0802.0000177.09.2.pdf
Anexo VI - TAG X Valerus Energia - Consórcio Tapinhoã, Diretriz contratual de qualidade	2.1.2.1.2.2.2.17 Anexo VI _Contrato 0802.0000177.09.2.pdf
Anexo VII - TAG X Valerus Energia - Consórcio Tapinhoã, Diretriz contratual de segurança, meio ambiente e saúde	2.1.2.1.2.2.2.18 Anexo VII _Contrato 0802.0000177.09.2.pdf
Anexo VII - TAG X Valerus Energia - Consórcio Tapinhoã, Diretriz contratual de segurança, meio ambiente e saúde	2.1.2.1.2.2.2.19 Anexo VII _Contrato 0802.0000177.09.2.pdf
Anexo IX - TAG X Valerus Energia - Consórcio Tapinhoã, Garantia de cumprimento de obrigações contratuais	2.1.2.1.2.2.2.7 Anexo IX _Contrato 0802.0000177.09.2.pdf
Anexo IX - TAG X Valerus Energia - Consórcio Tapinhoã, Garantia de cumprimento de obrigações contratuais	2.1.2.1.2.2.2.8 Anexo IX _Contrato 0802.0000177.09.2.pdf
Anexo VIII - TAG X Valerus Energia - Consórcio Tapinhoã, Requisitos básicos para instalação de canteiro de obras	2.1.2.1.2.2.2.9 Anexo VIII _Contrato 0802.0000177.09.2.pdf
Contrato - TAG X Valerus Energia - Consórcio Tapinhoã, Junho 2009	2.1.2.1.2.2.3.1 Contrato 0802.0000177.09.2_ESTAP.pdf
Atestado de descomissionamento - Geogas, 2013/2014	2.1.2.1.2.2.4.1 Atestado de Descomissionamento - Geogas.docx

4. Anexos

Conteúdo do documento	Arquivo recebido
Documento Formal de Comunicação - Ministério do Meio Ambiente, Outubro 2013	2.1.2.1.2.2.4.2 OFÍCIO 02001 012310--COMPRESSÃO ESTAP.PDF
Declaração de status de obrigações trabalhistas - Geogas, Maio 2014	2.1.2.1.2.2.4.3 201406031442.pdf
Certidão negativa de débitos relativos às contribuições previdenciárias e às de terceiros, Geogas, Março 2014	2.1.2.1.2.2.4.4 201405271617.pdf
Anotação de Responsabilidade Técnica, ABS Group X TAG, Novembro 2014	2.1.2.1.2.2.4.5 ART OL00063366.pdf
Plano de desmobilização, Geogas, Julho 2013	2.1.2.1.2.2.4.7 PO-GEOGAS-ESTAP-00-lizacao_Rev 03.pdf
Relatório técnico de investigação ambiental, Geogas, Maio 2014	2.1.2.1.2.2.4.8 Relatório Técnico d- SCOMP TAPINHOÃ.pdf
Aditivo 1 de transporte de gás - PETROBRAS X Hanover Compression, Novembro 2004	2.1.2.1.2.3.1.1 Aditivo 01 _Contrato - GASFOR e NORDESTAO.pdf
Aditivo 4 de transporte de gás - PETROBRAS X TRANSPETRO X Exterran Energy Solutions, Julho 2010	2.1.2.1.2.3.1.2 Aditivo 04 _Contrato - GASFOR e NORDESTAO.pdf
Aditivo 3 de transporte de gás - PETROBRAS X TRANSPETRO X Exterran Energy Solutions, Agosto 2008	2.1.2.1.2.3.1.3 Aditivo 03 _Contrato - GASFOR e NORDESTAO.pdf
Aditivo 2 de transporte de gás - PETROBRAS X TRANSPETRO X Hanover Compression, Fevereiro 2005	2.1.2.1.2.3.1.4 Aditivo 02 _Contrato 1- GASFOR e NORDESTAO.pdf
Anexo III B - PETROBRAS X Hanover - Cabo Nordestão, Aluguel de compressão - estação de Macaíba	2.1.2.1.2.3.2.10 03 ANEXO III (B)-MD-4450.47-6240-941-PEN-001=B.doc
Anexo III D - PETROBRAS X Hanover - PECEM Gasfor, Aluguel de compressão - estação de Aracati	2.1.2.1.2.3.2.11 03 ANEXO III (D)-MD-4450.18-6240-941-PEN-001=B.doc
Anexo III A - PETROBRAS X Hanover - GASAN, Aluguel de serviços de compressão - estação de compressão na Recap	2.1.2.1.2.3.2.16 03 ANEXO III (A)-MD-4155.30-6240-941-PEN-001=E.doc
Anexo I C - PETROBRAS X Hanover - Cronograma de execução física das atividades	2.1.2.1.2.3.2.2 01 ANEX-ON R1.xls
Anexo X - PETROBRAS X Hanover - Requisitos básicos para instalação de canteiro de obras	2.1.2.1.2.3.2.3 10 ANEXO X Req Inst de Cant.doc
Anexo VII - PETROBRAS X Hanover - Seguros	2.1.2.1.2.3.2.4 07ANEXO VII SEGUROS.doc
Anexo IX - PETROBRAS X Hanover - Requisitos para sistemas de qualidade	2.1.2.1.2.3.2.5 09 ANEXO IX REQ SIST QUAL.DOC
Anexo VIII - PETROBRAS X Hanover - Diretriz de planejamento e controle	2.1.2.1.2.3.2.6 08 ANEXO VIII DIRET PLANEJ CONTR.doc
Anexo V - PETROBRAS X Hanover - Critério de medição mensal	2.1.2.1.2.3.2.7 05 ANEXO-V CRIT MED.doc
Anexo VI - PETROBRAS X Hanover - Exigências de segurança, meio ambiente e saúde para contratadas	2.1.2.1.2.3.2.8 06 ANEXO VI EXIG SMS.doc
Contrato PETROBRAS X Hanover, Julho 2003	2.1.2.1.2.3.3.1 2003-07-14 Contrato A - GASFOR E NORDESTAO.pdf
Relatório gerencial Exterran Serviços de Óleo e Gás, Desmobilização da Scomp Recap	2.1.2.1.2.3.4.1 RL-RECAP- Desmob 01_rev 0.pdf

4. Anexos

Conteúdo do documento	Arquivo recebido
Aditivo 4 - PETROBRAS X Exterran, Dezembro 2008	2.1.2.1.2.4.1.1 Aditivo 04 _Contrato 0802.0014526.05.2.pdf
Aditivo 5 - PETROBRAS X Exterran X TAG, Dezembro 2009	2.1.2.1.2.4.1.2 Aditivo 05 _Contrato 0802.0014526.05.2.pdf
Aditivo 1 - PETROBRAS X Universal Compression, Agosto 2006	2.1.2.1.2.4.1.3 Aditivo 01 _Contrato 0802.0014526.05.2.pdf
Aditivo 3 - PETROBRAS X Universal Compression, Julho 2008	2.1.2.1.2.4.1.4 Aditivo 03 _Contrato 0802.0014526.05.2.pdf
Aditivo 6 - TAG X Exterran Serviços de Óleo e Gás, Agosto 2011	2.1.2.1.2.4.1.5 Aditivo 06 _Contrato 0802.0014526.05.2.pdf
Aditivo 2 - PETROBRAS X Universal Compression, Junho 2007	2.1.2.1.2.4.1.6 Aditivo 02 _Contrato 0802.0014526.05.2.pdf
Aditivo 7 - TAG X Exterran Serviços de Óleo e Gás, Setembro 2013	2.1.2.1.2.4.1.7 Aditivo 07 - Contrato 0802.0014526.05.2.pdf
Aditivo 8 - TAG X Exterran Serviços de Óleo e Gás, Março 2014	2.1.2.1.2.4.1.9 ADITIVO 8 CONTRATO Nº 0802.0014526.05.2.pdf
Anexo IX - PETROBRAS X Exterran X TAG, Requisitos para o sistema de qualidade	2.1.2.1.2.4.2.3 Anexo IX _Contrato 0802.0014526.05.2.pdf
Anexo VII - PETROBRAS X Universal Compression, Seguros	2.1.2.1.2.4.2.4 Anexo VII _Contrato 0802.0014526.05.2.pdf
Anexo III - PETROBRAS X Universal Compression, Contratação se serviço de compressão para unidade U-2300 da REDUC	2.1.2.1.2.4.2.6 Anexo III _Contrato 0802.0014526.05.2_REV E.pdf
Anexo VIII - PETROBRAS X Universal Compression, Diretriz de planejamento e controle	2.1.2.1.2.4.2.7 Anexo VIII _Contrato 0802.0014526.05.2_.pdf
Anexo VI - PETROBRAS X Universal Compression, Exigências contratuais de segurança e saúde para empresas contratadas	2.1.2.1.2.4.2.8 Anexo VI _Contrato 0802.0014526.05.2_.pdf
Contrato PETROBRAS X Universal Compression, Agosto 2005	2.1.2.1.2.4.3.1 _Contrato 0802.0014526.05.2.pdf
Ofício ANP - Desativação permanente Scomp REDUC, Junho 2014	2.1.2.1.2.4.4.1 Comunicado Exterran Desmobilizar.pdf
Anexo IV - Plano de desmobilização, Exterran, Scomp REDUC	2.1.2.1.2.4.4.10 Anexo IV.1.pdf
Anexo III - Status report Exterran para TAG, Scomp REDUC, Novembro 2014	2.1.2.1.2.4.4.13 Anexo III.pdf
Detalhes para desmobilização - Desmobilização Scomp REDUC, Exterran, Janeiro 2014	2.1.2.1.2.4.4.15 REDUC - Desmobi REV 2.pdf
"Anexo II - Relatório de Investigação da Qualidade do Solo	
na Estação de Compressão da REDUC, Exterran, Novembro 2014"	2.1.2.1.2.4.4.16 Anexo II.pdf
Relatório de desmobilização Exterran	2.1.2.1.2.4.4.17 Relatório Desmobilização REDUC.pdf
Anexo I - Autorização de manutenção, Exterran - REDUC, Agosto 2014	2.1.2.1.2.4.4.2 Anexo I.pdf
Anexo IV - Cronograma de desmobilização da estação REDUC, Exterran	2.1.2.1.2.4.4.4 Anexo IV.2.pdf

4. Anexos

Conteúdo do documento	Arquivo recebido
Anexo V - Ofício - Desativação permanente do serviço de compressão da REDUC	2.1.2.1.2.4.4.5 Anexo V.pdf
Aditivo 6 - TAG X Exterran Energy Solutions, Novembro 2009	2.1.2.1.2.5.1.3 Aditivo 06 _Contrato 0802.0000099.08.2.pdf
Aditivo 7 - TAG X Exterran Energy Solutions, Setembro 2010	2.1.2.1.2.5.1.4 Aditivo 07 _Contrato 0802.0000099.08.2.pdf
Aditivo 8 - TAG X Exterran Energy Solutions, Março 2012	2.1.2.1.2.5.1.5 Aditivo 08 _Contrato 0802.0000099.08.2.pdf
Aditivo 3 - TAG X Exterran Energy Solutions, Junho 2009	2.1.2.1.2.5.1.6 Aditivo 03 _Contrato 0802.0000099.08.2.pdf
Aditivo 4 - TAG X Exterran Energy Solutions, Agosto 2009	2.1.2.1.2.5.1.7 Aditivo 04 _Contrato 0802.0000099.08.2.pdf
Aditivo 5 - TAG X Exterran Energy Solutions, Setembro 2009	2.1.2.1.2.5.1.8 Aditivo 05 _Contrato 0802.0000099.08.2.pdf
Anexo II - Exterran X TAG, Planilha de preços	2.1.2.1.2.5.2.1 Anexo II _Contrato 0802-a de Preços - Rev 1.pdf
Anexo I - Exterran X TAG, Dados básicos - contratação de serviços de compressão de São Bernardo	2.1.2.1.2.5.2.11 Anexo I_Contrato 0802.0000099.08.2_MD.pdf
Anexo VIII - Exterran X TAG, Requisitos para instalação de canteiro	2.1.2.1.2.5.2.12 Anexo VIII _Contrato 0802.0000099.08.2.pdf
Anexo V - Exterran X TAG, Diretriz de planejamento e controle	2.1.2.1.2.5.2.13 Anexo V _Contrato 0802.0000099.08.2.pdf
Anexo VII - Exterran X TAG, Diretriz contratual de SMS	2.1.2.1.2.5.2.15 Anexo VII _Contrato 0802.0000099.08.2.pdf
Anexo II - Exterran X TAG, Planilha de preços Revisão 1	2.1.2.1.2.5.2.2 Anexo II _Contrato 080-a de Preços - Rev 1.pdf
Anexo II - Exterran X TAG, Planilha de preços Revisão 0	2.1.2.1.2.5.2.3 Anexo II _Contrato 080-a de preços - Rev 0.pdf
Anexo III - Exterran X TAG, Planilha de preços Revisão 2	2.1.2.1.2.5.2.5 Anexo III _Contrato 080- de Medição - Rev 2.pdf
Anexo IV - Exterran X TAG, Cronograma de execução física	2.1.2.1.2.5.2.6 Anexo IV _Contrato 0802.0000099.08.2.pdf
Anexo III - Exterran X TAG, Critérios de medição Revisão 1	2.1.2.1.2.5.2.7 Anexo III _Contrato 080-io de Medição - Rev 1.pdf
Anexo III - Exterran X TAG, Critérios de medição Revisão 1	2.1.2.1.2.5.2.8 Anexo III _Contrato 080- de Medição - Rev 1.pdf
Anexo III - Exterran X TAG, Critérios de medição Revisão 0	2.1.2.1.2.5.2.9 Anexo III _Contrato 080- de Medição - Rev 0.pdf
Contrato TAG X Exterran, Scomp São Bernardo, Gasan, Outubro 2008	2.1.2.1.2.5.3.1 _Contrato 0802.00000-Bernado - Exterran.pdf
Exterran - Desmobilização da Scomp São Bernardo	2.1.2.1.2.5.4.1 Relatório Desmobilização SBC.pdf
Anexo VIII - TAG X Exterran, Garantia de cumprimento de obrigações contratuais	2.1.2.1.2.6.1.1 08 - ANEXO VIII - GARA- BRIGAÇÕES CONTRATUAIS.pdf
Anexo IV - TAG X Exterran, Cronograma de execução física	2.1.2.1.2.6.1.2 04 - ANEXO IV - CRONO-SICA DAS ATIVIDADES.pdf

4. Anexos

Conteúdo do documento	Arquivo recebido
Anexo II - TAG X Exterran, Planilha de preços Revisão A	2.1.2.1.2.6.1.3 02 - ANEXO II - PLANILHA DE PREÇOS REVISÃO A.pdf
Anexo II - TAG X Exterran, Planilha de preços Revisão A	2.1.2.1.2.6.1.3 02 - ANEXO II - PLANILHA DE PREÇOS REVISÃO A.pdf
Anexo X - TAG X Exterran, Seguros	2.1.2.1.2.6.1.4 10 - ANEXO X - SEGUROS.pdf
Anexo IX - TAG X Exterran, Requisitos básicos para instalação de canteiro de obras	2.1.2.1.2.6.1.5 09 - ANEXO IX - REQUISIÇÃO DE CANTEIROS DE OBRA.pdf
Anexo V - TAG X Exterran, Diretriz contratual para gestão de qualidade	2.1.2.1.2.6.1.7 05 - ANEXO V - DIRETRIZ DA QUALIDADE.pdf
Anexo I - TAG X Exterran, Dados básicos para contratação de serviços de compressão de Silva Jardim, para o gasoduto GASDUC II	2.1.2.1.2.6.1.8 01 - ANEXO I - MEMORIAL DESCRITIVO.pdf
Anexo VII - TAG X Exterran, Diretriz contratual de planejamento e controle	2.1.2.1.2.6.1.9 07 - ANEXO VII- DIRETRIZ DE PLANEJAMENTO E CONTROLE.pdf
Contrato TAG X Exterran Energy Solutions, Scomp Silva Jardim, GASDUC II, Maio 2008	2.1.2.1.2.6.2.2 _Contrato 0802.0000-O EM SILVA JARDIM.pdf
Contrato TAG X Exterran Energy Solutions, Scomp Silva Jardim, GASDUC II, Maio 2008	2.1.2.1.2.6.2.2 _Contrato 0802.0000-O EM SILVA JARDIM.pdf
Termo de quitação, TAG X Exterran, Scomp Silva Jardim	2.1.2.1.2.6.3.10 TQ Silva Jardim (valor correto).pdf
Anexo 2 - Relatório de Ensaio Scomp Silva Jardim	2.1.2.1.2.6.3.11 Anexo_2_Silva_Jardim_álises_químicas.pdf
Manifesto de resíduos INEA - Desmobilização Silva Jardim	2.1.2.1.2.6.3.12 Resíduos da desmobilização de Silva Jardim.PDF
Relatório Técnico de investigação ambiental Scomp Silva Jardim, Exterran, Fevereiro 2011	2.1.2.1.2.6.3.13 Relatório Investi-e Silva Jardim.pdf
Relatório Técnico de investigação ambiental Scomp Silva Jardim, Exterran, Fevereiro 2011	2.1.2.1.2.6.3.13 Relatório Investi-e Silva Jardim.pdf
Certidão negativa de débitos relativos às contribuições previdenciárias e às de terceiros, Exterran, Janeiro 2013	2.1.2.1.2.6.3.2 CND - Certidão Negativa 20.07.2013.pdf
Conclusão de desmobilização de Silva Jardim, Julho 2011	2.1.2.1.2.6.3.3 DESMOB.pdf
Despacho decisório, Silva Jardim, Abril 2011	2.1.2.1.2.6.3.7 Receita Fed. S.J.2.pdf
Extinção do regime de admissão temporária, Silva Jardim, Abril de 2011	2.1.2.1.2.6.3.8 Receita Fed. S.J.pdf
Relatório de desmobilização Exterran Scomp Silva Jardim Revisão 0	2.1.2.1.2.6.3.9 Relatório de Desmobilização Silva Jardim.pdf
Aditivo 2 - TAG X Exterran Energy Solutions, Junho 2009	2.1.2.1.2.7.1.1 Aditivo 02 _Contrato 0802.0000096.08.2..pdf
Aditivo 1 - TAG X Exterran Energy Solutions, Maio 2009	2.1.2.1.2.7.1.2 Aditivo 01 _Contrato 0802.0000096.08.2.pdf
Aditivo 3 - TAG X Exterran Energy Solutions, Setembro 2010	2.1.2.1.2.7.1.3 Aditivo 03 _Contrato 0802.0000096.08.2..pdf
Aditivo 4 - TAG X Exterran Energy Solutions, Dezembro 2010	2.1.2.1.2.7.1.4 Aditivo 04 _Contrato 0802.0000096.08.2..pdf
Anexo I - TAG X Exterran Energy Solutions, Memorial descritivo - estação Suzano	2.1.2.1.2.7.2.1 Anexo I _Contrato 0802-5-6240-940-XBI-001-0.pdf

4. Anexos

Conteúdo do documento	Arquivo recebido
Anexo III - TAG X Exerran Energy Solutions, Critério de medição Revisão 1 - Suzano	2.1.2.1.2.7.2.10 Anexo III _Contrato 080-o de Medição - Rev 1.pdf
Anexo III - TAG X Exerran Energy Solutions, Critério de medição Revisão 1- Suzano	2.1.2.1.2.7.2.11 Anexo III _Contrato 080- de Medição - Rev 01.pdf
Anexo VIII - TAG X Exerran Energy Solutions, Requisitos para instalação de canteiros - Suzano	2.1.2.1.2.7.2.13 Anexo VIII _Contrato 0802.0-a Instalação de Canteiro.pdf
Anexo III - TAG X Exerran Energy Solutions, Critério de medição Revisão 2 - Suzano	2.1.2.1.2.7.2.14 Anexo III _Contrato 080-o de Medição - Rev 2.pdf
Anexo V - TAG X Exerran Energy Solutions, Diretriz de planejamento e controle - Suzano	2.1.2.1.2.7.2.15 Anexo V_Contrato 0802.000-anejamento e Controle.pdf
Anexo VI - TAG X Exerran Energy Solutions, Diretriz contratual de qualidade - Suzano	2.1.2.1.2.7.2.16 Anexo VI_Contrato 0802.0- ntractual de Qualidade.pdf
Anexo VII - TAG X Exerran Energy Solutions, Diretriz contratual de SMS - Suzano	2.1.2.1.2.7.2.17 Anexo VII _Contrato 0802.0000096.08.2_SMS.pdf
Anexo VII - TAG X Exerran Energy Solutions, Diretriz contratual de SMS - Suzano	2.1.2.1.2.7.2.18 Anexo VII_Contrato 0802- Contractual de SMS.pdf
Anexo II - TAG X Exerran Energy Solutions, Planilha de preços Revisão 1 - Suzano	2.1.2.1.2.7.2.2 Anexo II _Contrato 080-ha de Preços - Rev 1.pdf
Anexo II - TAG X Exerran Energy Solutions, Planilha de preços Revisão 1 - Suzano	2.1.2.1.2.7.2.3 Anexo II _Contrato 0802- de Preços - Rev 1i.pdf
Anexo II - TAG X Exerran Energy Solutions, Planilha de preços Revisão 0 - Suzano	2.1.2.1.2.7.2.4 Anexo II _Contrato 080-ha de preços - Rev 0.pdf
Anexo IV - TAG X Exerran Energy Solutions, Cronograma de execução física - Suzano	2.1.2.1.2.7.2.6 Anexo IV _Contrato 0802.-e Compressão em Suzano.pdf
Anexo I - TAG X Exerran Energy Solutions, Dados básicos para contratação de serviços de compressão de Suzano	2.1.2.1.2.7.2.7 Anexo I _Contrato 08-orial Descritivo.pdf
Anexo III - TAG X Exerran Energy Solutions, Critério de medição - Suzano	2.1.2.1.2.7.2.8 Anexo III _Contrato -itério de medição.pdf
Anexo III - TAG X Exerran Energy Solutions, Critério de medição - Suzano	2.1.2.1.2.7.2.9 Anexo III _Contrato 0802.- Medição SCOMP SUZANO.pdf
Autorização de serviço 001 Revisão B, Exerran Energy Solutions, Suzano, Maio 2009	2.1.2.1.2.7.3.10 A.S. 001 _Contrato 0802.0000096.08.2_ Rev B.pdf
Autorização de serviço 001 Revisão C, Exerran Energy Solutions, Suzano, Junho 2009	2.1.2.1.2.7.3.3 A.S. 001 _Contrato 0802.0000096.08.2_ Rev C.pdf
Autorização de serviço 001 Revisão C, Exerran Energy Solutions, Suzano, Junho 2009	2.1.2.1.2.7.3.4 A.S.001 _Contrato 0802.0000096.08.2_ Rev C.pdf
Autorização de serviço 001 Revisão C, Exerran Energy Solutions, Suzano, Junho 2009	2.1.2.1.2.7.3.5 A.S.001 _Contrato 0802.0000096.08.2_ Rev Ci.pdf
Autorização de serviço 001 Revisão A, Exerran Energy Solutions, Suzano, Janeiro 2009	2.1.2.1.2.7.3.6 A.S. 001 _Contrato 0802.0000096.08.2_ Rev A.pdf
Autorização de serviço 001 Revisão A, Exerran Energy Solutions, Suzano, Janeiro 2009	2.1.2.1.2.7.3.7 A.S.001 _Contrato 0802.0000096.08.2_ Rev A.pdf
Autorização de serviço 001 Revisão D, Exerran Energy Solutions, Suzano, Dezembro 2010	2.1.2.1.2.7.3.8 A.S. 001 _Contrato 0802.0000096.08.2_ Rev D.pdf
Autorização de serviço 001 Revisão B, Exerran Energy Solutions, Suzano, Maio 2009	2.1.2.1.2.7.3.9 A.S.001 _Contrato 0802.0000096.08.2_ Rev B.pdf

4. Anexos

Conteúdo do documento	Arquivo recebido
Contrato TAG X Exterran Energy Solutions, Scomp Suzano, GASAN, Outubro 2008	2.1.2.1.2.7.4.1 _Contrato 0802.0000096.08.2_ SCOMP SUZANO EXTERRAN.pdf
Relatório gerencial Exterran Evergy Solutions, Desmobilização da Scomp Suzano	2.1.2.1.2.7.5.1 Relatório Desmobilização Suzano.pdf
Licença de operação IBAMA - GASBEL	2.1.6.2.4.1.1 LO nº 1.128-2013_GASBEL I.pdf
Desativação do serviço de compressão do terminal de Cabiúnas, Scomp TECAB	2.1.6.2.4.9.1 2012_10_31 CARTA TAG-DTO 0706-2012- scomp tecab.pdf
Relatório Técnico de investigação ambiental, Exterran, Maio 2012, Scomp Cabiúnas	2.1.6.2.4.9.4 EXTA_R02_REVO_TECAB.pdf
Relatório gerencial Exterran Evergy Solutions, Desmobilização da Scomp Cabiúnas	2.1.6.2.4.9.5 RL-001 DESMOBILIZAÇÃO CABIÚNAS MARÇO_12_rev A.pdf
Demonstração financeira de 2006	2006 - Demonstração Financeira.pdf
Certidão de inteiro teor NTS 2018	2007 - Demonstração Financeira.pdf
Demonstração financeira de 2009	2009 - Demonstração Financeira.pdf
Demonstração financeira de 2010	2010 - Demonstração Financeira.pdf
Demonstração financeira de 2011	2011 - Demonstração Financeira.pdf
Demonstração financeira de 2012	2012 - Demonstração Financeira.pdf
Demonstração financeira de 2013	2013 - Demonstração Financeira.pdf
Demonstração financeira de 2014	2014 - Demonstração Financeira.pdf
Demonstração financeira de 2015	2015 - Demonstração Financeira Original.pdf
Demonstração financeira de 2015	2015 - Demonstração Financeira Reapresentada.pdf
Demonstração financeira de 2016	2016 - Demonstração Financeira Original.pdf
Demonstração financeira de 2016	2016 - Demonstração Financeira Reapresentada.pdf
Demonstração financeira de 2017	2017 - Demonstração Financeira Original.pdf
Demonstração financeira de 2017	2017 - Demonstração Financeira Reapresentada.pdf
Relatório administrativo de 2017	2017 - Relatório da Administração.pdf
Demonstração financeira de 2018	2018 - Demonstração Financeira.pdf
Relatório administrativo de 2018	2018 - Relatório da Administração.pdf
Demonstração financeira de 2019	2019 - Demonstração Financeira.pdf
Relatório administrativo de 2019	2019 - Relatório da Administração.pdf
Demonstração financeira de 2020	2020 - Demonstração Financeira.pdf
Relatório administrativo de 2020	2020 - Relatório da Administração.pdf
Demonstração financeira de 2021	2021 - Demonstração Financeira.pdf
Relatório administrativo de 2021	2021 - Relatório da Administração.pdf
Demonstração financeira de 2022	2022 - Demonstração Financeira.pdf
Relatório administrativo de 2022	2022 - Relatório da Administração.pdf
Demonstração financeira de 2023	2023 - Demonstração Financeira.pdf
Relatório administrativo de 2023	2023 - Relatório da Administração.pdf

4. Anexos

Conteúdo do documento	Arquivo recebido
Demonstração financeira de 2024	2024 - Demonstração Financeira.pdf
Relatório administrativo de 2024	2024 - Relatório da Administração.pdf
Artigo - A valoração de ativos de transporte de gás natural: o Recovered Capital Methodology (RCM) é uma solução adequada para ...	2026.01.13 - Luciano Losekann, Edmar Almeida, Niágara Rodrigues e Yarinne Kelly (RCM)_Ensaio Energético.pdf
Artigo - Porque o RCM não deve prevalecer na revisão tarifária do gás - Edmar Almeida	2026.04.14 - Edmar Almeida (RCM)_BrasilEnergia.pdf
Artigo - RCM na revisão tarifária do transporte do gás: não existe panaceia - Alexandre Calmon	2026.04.28 - Alexandre Calmon (RCM)_BrasilEnergia.pdf
Expressão de opinião - E agora, José? - Alexandre Calmon	2026.05.28 - Calmon - Expressão de opinião ATGás - O Globo.pdf
Expressão de opinião - Pressão sobre ANP pode gerar decisão sem precedentes e expropriação regulatória no transporte de gás, com impacto em investimentos - Flávio Menezes	2026.05.28 - Flávio Menezes RCM - Expressão de opinião ATGás - O Globo.pdf
Relatório de Investimentos Totais Contratos Malhas SE, Dezembro 2024 - Resposta Ofício nº 4/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ	6.I_II - Relação Investimentos Malhas SE até Dez'24.xlsx
Baixas de Ativos do Contrato Malhas SE, 2017 a 2024 - Resposta Ofício nº 4/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ	6.III - Baixa de Ativos Malhas SE 2017-2024.xlsx
Histórico de Receitas - GTA Malha SE, 2017 a 2024 - Resposta Ofício nº 4/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ	6.IV - Resumo Receitas GTA Malhas SE 2017-2024.xlsx
Abertura O&M e G&A, 2017 a 2024 - Resposta Ofício nº 4/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ	6.V - O&M e G&A Alocados ao Malhas SE 2017-2024.xlsx
Tributos e Contribuições pagos entre 2017-2024, segregados entre diretos e indiretos, 2017 a 2024 - Resposta Ofício nº 4/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ	6.VII - Tributos_Contribuições Pagos & Benefícios Fiscais 2017-2024.xlsx
Relatório de entrega de controle de ativos, Abril 2018	7.II - Relatório Mynarski_ inventário de 2018.pdf
Relatório KPMG - Avaliação a valor de mercado de determinados ativos tangíveis operados pela NTS, referente ao contrato Malhas SE, Fevereiro 2025	7.II - Relatório KPMG_Valoração por CNR_(vsPublica).pdf
Relatório Mynarski - Relatório de entrega de gestão de ativos, Agosto 2024	7.II - Relatório Mynarski_ inventário de 2024.pdf
Relatório KPMG - Revisão base de ativos e valoração por CHCI, Janeiro 2026	7.II - Revisão Base de Ativos e Valoração por CHCI.pdf
Relatório Synergies - Analysis of alternative asset valuation methodologies, Abril 2026	Analysis of alternative asset valuation methodologies - Final Report 020426.pdf
Proposta de valoração da BRA pelo CRN, Abril 2026 - Resposta Consulta Pública ANP nº03/2026	Anexo 12 - Proposta de Valoração da BRA pelo CRN - Versão 01.04.2026.xlsx
Gastos OPEX, 2026 a 2030 - Resposta Consulta Pública ANP nº03/2026	Anexo 13 - OPEX 2026-2030.xlsx
Gastos operacionais, 2026 a 2030 - Resposta Consulta Pública ANP nº03/2026	Anexo 15 - Gastos Operacionais - Ciclo Tarifário NTS 2026-2030.xlsm
Projeção de Sustaining CAPEX, 2026 a 2030 - Resposta Consulta Pública ANP nº03/2026	Anexo 16 - Planilha de Sustaining CAPEX.xlsx
BRA existente CHCI, Dezembro 2024 - Resposta Consulta Pública ANP nº03/2026	Anexo 2 - BRA Existente CHCI.xlsx

4. Anexos

Conteúdo do documento	Arquivo recebido
Evolução da BRA, Dezembro 2025 - Resposta Consulta Pública ANP nº03/2026	Anexo 3 - Evolução BRA.xlsx
Plano de negócios e proposta tarifária - Ciclo regulatório 2026 a 2030, Abril 2025	Anexo A - Plano Negócios e Proposta Tarifária Ciclo 26-30 NTS.pdf
Base de investimentos da NTS, Março 2026	Anexo I Base de Investimentos da NTS.xlsx
Aditivo 6 - NTS X PETROBRAS, Consórcio malha sudeste, Outubro 2016	Anexo I - Malha Sudeste 1 Contrato de Transporte GN Aditivo nº6 (Cessão).pdf
Informações Scomps	Anexo II - Informações SCOMPS NTS.xlsx
Encaminhamento de documentos sobre os contratos legados Malhas NE e SE, Outubro 2025	Anexo_01_Carta_DPBR_2025_72099_TAR JADA - sem tarja.pdf
Certificado de calibração, Silva Jardim, Fevereiro 2010	Anexo_1_Silva_Jardim_Registro_de_calibraçõ.pdf
Cadeia de custódia e Relatório de ensaio, Analytical Technology, Silva Jardim, 2010	Anexo_2_Silva_Jardim_Laudos_das_análises_q uímicas.pdf
Avaliação de certos ativos fixos da NTS, Dezembro 2023	Avaliação NTS_v01.xlsx
Avaliação Scomps 12.06	Avaliação SCOMPS 12.06.xlsx
Avaliação Scomps 16.06	Avaliação SCOMPS 16.06 - Rev 2.xlsx
Informações complementares sobre contratos de Serviço de Compressão no período do Consorcio Malhas - Malha Sudeste, Maio 2026	Carta à NTS_DPBR-2026-37520 - SCOMP.pdf
Informações complementares sobre contratos de Serviço de Compressão no período do Consorcio Malhas - Malha Sudeste, Maio 2026	Carta à NTS_DPBR-2026-37520 - SCOMP.pdf
Contribuições ATGás - Consulta Pública nº 03/2026, Abril 2026	Carta ATGás 10 2026 docx-D4Sign.pdf
Carta ATGás - Consulta Pública nº 03/2026, Abril 2026	Carta ATGás PRES 53 2025 docx-D4Sign.pdf
Resposta KPMG ao Ofício nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, Janeiro 2026	Carta Resposta para NTS.pdf
Carta - Manifestação CdU em razão das alegações, de conhecimento público, das Carta TAG (CE-TAG-PRE-0005/2026) e Carta NTS sobre a Aplicação do Método do Capital Recuperado (RCM) REUNIÃO DE DIRETORIA Nº 1.177/2026, Fevereiro 2026	Carta_CDU_005.2026_ANP_TAG_NTS_RCM_26 .02.2026.pdf
Carta - Acesso à informações adicionais da Base Regulatória de Ativos (BRA), Março 2026	Carta_CDU_011.2026_ANP_BRA_doc_adicionai s_30.03.2026.pdf
Carta - Informações sobre desembolsos relativos a Contratos de O&M no período do Consórcio Malhas, Abril 2026	CartaExterna_DPBR-2026-25572 - Dados O&M Malha SE.pdf
Carta - Informações sobre desembolsos relativos a Contratos de O&M no período do Consórcio Malhas, Abril 2026	CartaExterna_DPBR-2026-25572 - Dados OM Malha SE (003).pdf
Carta - Informações sobre desembolsos relativos a Contratos de O&M no período do Consórcio Malhas, Abril 2026	CartaExterna_DPBR-2026-29928.pdf
Carta - Resposta à Carta NTS 255/2026 - Informações sobre desembolsos relativos a	CartaExterna_DPBR-2026-38025.pdf

4. Anexos

Conteúdo do documento	Arquivo recebido
Contratos de O&M no período do Consórcio Malhas, Maio 2026	
E-mail, Confirmação para publicidade de documento, Março 2026	Confirmação para publicidade de documento.msg
Site - ANP - Consulta Pública nº 03/2026, Março 2026	Consulta Pública 032026 NTS.url
Carta - Contratos Legados. Disponibilização de dados para atendimento à solicitação da Conselho de Usuários do Sistema de Transporte de Gás Natural (CdU) - Envio de informações, Março 2026	CT_056_2026__Encaminhamentos_de_Informacoes (1).pdf
Detalhamento das tarifas de transporte, Contratos de Serviço de Transporte	Detalhamento-tarifas-transporte.pdf
E-mail, Ofício nº 23/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, Abril 2026	E_mail_5865750.html
E-mail, Comunicado: fornecimento de informações à ANP, Março 2026	ENC_ Comunicado_ fornecimento de informações à ANP.msg
E-mail, DFS - TAG + NTS, Junho 2026	ENC_ DFS - TAG + NTS.msg
Relatório Técnico de Investigação Ambiental de uma área do Serviço de Compressão de Gás - SCOMP Silva Jardim, Fevereiro 2011	EX10_R05_rev0_Silva Jardim.pdf
ANP - Divulgação das tarifas de transporte e os critérios de reajuste preservados pela Lei nº 11.909/09 (Lei do Gás), Março 2011	exposicao-assunto-tarifas-transporte-criterios (2).pdf
E-mail, Carta DPBR-2026-37520, Maio 2026	Fw_ Carta DPBR-2026-37520.msg
E-mail, Confirmação para publicidade de documento, Março 2026	Fw_ Confirmação para publicidade de documento.msg
Informações Scomps, 19.05.26	Informações SCOMPs NTS rev 19.05.2026 (2).xlsx
Informações Scomps, 19.05.26	Informações SCOMPs NTS rev 19.05.2026 (2).xlsx
Instalações NTS X Datas de autorização de operação	Instalações NTS x Datas de Autorização de Operação.xlsx
Relatório KPMG - Parecer técnico sobre classificação de investimentos regulatórios da NTS, Março 2026	KPMG_Parecer Técnico Classificação Investimentos Regulatórios_NTS - Tarjado.pdf
Nota técnica - Aplicação do Método de Capital Recuperado (Recovered Capital Methodology - RCM) para valoração dos ativos referentes ao Contrato Legado Malhas Sudeste da empresa Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS), Maio 2026	Nota Técnica 14.2026 - NTS.pdf
Nota técnica - Valoração da base regulatória de ativos (BRA) da NTS (malha SE): Avaliação das alternativas metodológicas, Maio 2026	NT_para_NTS_BRA_26_de_maio_2026_assinado.pdf
Nota técnica - Valoração da base regulatória de ativos (BRA) da NTS (malha SE): Avaliação das alternativas metodológicas, Maio 2026	NT_para_NTS_BRA_27_de_maio_2026_assinado.pdf
Carta - Informações sobre desembolsos relativos a Contratos de O&M no período do Consórcio Malhas, Junho 2026	NTS - Resp. Carta DPBR-2026-25572_Custos Transpetro - 22 04 2026.docx

4. Anexos

Conteúdo do documento	Arquivo recebido
Solicitação complementar de informações sobre valores faturados pela Transpetro em atividades de O&M - Contrato Malhas Sudeste, Junho 2026	NTS - Resp. Of.23-2026 - Divulgação Informações Transpetro (15ABR2026) ---.docx
Revisão da Resolução ANP nº 15/2014 Processos de revisão tarifária da NTS e TAG Disponibilização de informações pela ANP, Janeiro 2026	NTS 009 2026 - Carta NTS e TAG - Metodologia RCM e Acesso Documentos pdf-D4Sign.pdf
Carta - Renovação do plano de desativação temporária de duto - trecho GASAN entre ponto de entrega de São Bernardo do Campo e a Refinaria de Capuava - RECAP/SP, Fevereiro 2018	NTS 0129.2018 GASAN - 16.02.18 (1).pdf
Carta - Solicitações adicionais referentes ao laudo KPMG, Janeiro 2026	NTS 051 2026 - Esclarecimentos Relatório KPMG pdf-D4Sign.pdf
Carta - Aplicação do RCM para a determinação da BRA dos ativos do Contrato Malhas Sudeste, Janeiro 2026	NTS 064 2026 - Resposta ao Ofício 4-2026 RCM pdf-D4Sign (1).pdf
Pedido de recurso para ANP - Processo nº 48610.209490/2025-12 - Ofício nº 4/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ	NTS 066 2026 - Recurso pdf-D4Sign.pdf
Carta - Disponibilização pública de informações encaminhadas pela Petrobras / Transpetro - Contratos de Operação e Manutenção, Abril 2026	NTS 192 2026 - Divulgação Informações Transpetro pdf-D4Sign.pdf
Carta - Contribuições no âmbito da Consulta Pública nº 03/2026 - NTS, Abril 2026	NTS 195 2026 - Envio Contribuições NTS - CP 3 2026 pdf-D4Sign - protocolo.pdf
Carta - Solicitação complementar de informações sobre valores faturados pela Transpetro em atividades de O&M - Contrato Malhas Sudeste, Abril 2026	NTS 226.2026 - Divulgação Informações Transpetro.pdf
Carta - Informações sobre desembolsos relativos a Contratos de O&M no período do Consórcio Malhas, Abril 2026	NTS 230 2026 - Resposta Carta Custos Transpetro pdf-D4Sign.pdf
Carta - Informações sobre desembolsos relativos a Contratos de O&M no período do Consórcio Malhas, Maio 2026	NTS 255 2026 - Carta Resposta PBR pdf-D4Sign.pdf
Lista de requisições iniciais, Análise RCM	NTS ANP - Lista de requisições iniciais_vREG.xlsx
Certidão de inteiro teor NTS 2019	NTS Balance Sheet 2004-2003 (Available In Portuguese Only).pdf
Balanço patrimonial 2004 NTS	NTS Balance Sheet 2004-2003__(Available In Portuguese Only).pdf
Balanço patrimonial 2006 NTS	NTS Balance Sheet FY 2006 - FY 2005 (Available In Portuguese Only).pdf
Balanço patrimonial 2007 NTS	NTS Balance Sheet FY 2007-2006 (Available In Portuguese Only).pdf
Balanço patrimonial 2008 NTS	NTS Balance Sheet FY 2008-2007 (Available In Portuguese Only).pdf
Balanço patrimonial 2009 NTS	NTS Balance Sheet FY 2009-2008 (Available In Portuguese Only).pdf
Balanço patrimonial 2010 NTS	NTS Balance Sheet FY 2010-2009 (Available In Portuguese Only).pdf

4. Anexos

Conteúdo do documento	Arquivo recebido
Balanço patrimonial 2006 NTS	NTS Financial Statement 2006-2005 (Available In Portuguese Only).pdf
Certidão de inteiro teor NTS 2018	NTS Financial Statement 2007-2006 (Available In Portuguese Only).pdf
Certidão de inteiro teor NTS 2026	NTS Financial Statement 2008-2007 (Available In Portuguese Only).pdf
Balanço patrimonial 2009 NTS	NTS Financial Statement 2009-2008 (Available In Portuguese Only).pdf
Carta - Solicitação complementar de informações sobre valores faturados pela Transpetro em atividades de O&M - Contrato Malhas Sudeste, Abril 2026	NTS_226_2026___Divulgacao_Informacoes_Transpetro_pdf_D4Sign.pdf
Carta - Plano de Negócios e Proposta Tarifária do Ciclo Regulatório 2026-2030, Abril 2025	NTS-161-2025---Plano-de-Negcio-e-Proposta-Tarifaria-pdf-D4Sign.pdf
"Ofício nº 23/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, Novembro 2020	
"	Oficio_5839034.html
"Ofício nº 25/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, Novembro 2020	Oficio_5839039.html
Relatório Ellen Gracie Northfleet - A Valoração da Base Regulatória de Ativos no Transporte de Gás Natural e os Limites Jurídicos à Aplicação Retroativa de Novas Metodologias Regulatórias, 2026	Parecer NTS - Min. Ellen Gracie Northfleet (assinado).pdf
FIA Business School - Parecer Econômico-Financeiro referente ao WACC de 2006 para o setor de transporte de gás natural, Fevereiro 2026	Parecer_FIA_WACC.pdf
Siglasul - Análise do Tratamento de Investimentos Incorridos em Sustaining Capex (Capex Incremental), Março 2025	Parecer_SustainingCapex_Siglasul.pdf
Recovered Capital Method · NTS · Análise Regulatória Tarifária, Maio 2026	RCM_Malha_Sudeste_NTS.xlsx
Recovered Capital Method · NTS · EY	Recovered Capital Method _ NTS - EY.xlsx
Relatório da Administração 2011	Relatório da Administração 2011.pdf
Relatório da Administração 2012	Relatório da Administração 2012.pdf
Relatório da Administração 2013	Relatório da Administração 2013.pdf
Relatório da Administração 2014	Relatório da Administração 2014.pdf
Relatório da Administração 2015	Relatório da Administração 2015.pdf
Relatório da Administração 2016	Relatório da Administração 2016.pdf
Relatório da Administração 2017	Relatório da Administração 2017.pdf
Relatório da Administração 2010	Relatório de Administração 2010.pdf
E-mail, Confirmação para publicidade de documento, Abril 2026	Resposta ao Email ANP_ENC_ Confirmação para publicidade de documento.msg
Contribuições NTS à Consulta Pública ANP nº 03/2026, Abril 2026	Resposta NT 07-2026 (CP BRA) - revprotocolada 06.04.2026.pdf
APR para construção e montagem mecanica da Scomp REDUC	SCOMP REDUC.pdf

4. Anexos

Conteúdo do documento	Arquivo recebido
Recibo Eletrônico de Protocolo - 5849703	SEI_ANP - 5849703 - Recibo Eletrônico de Protocolo.pdf
Recibo Eletrônico de Protocolo - 5886657	SEI_ANP - 5886657 - Recibo Eletrônico de Protocolo.pdf
Recibo Eletrônico de Protocolo - 5963894	SEI_ANP - 5963894 - Recibo Eletrônico de Protocolo.pdf
Reunião Status Report - NTS & EY, Junho 2026	Status Report - NTS & EY-20260611_181945-Gravação de Reunião.mp4
Relatório Synergies - Use of RCM in Australian gas pipeline regulation, Dezembro 2025	Synergies Report - RCM in Australia.pdf

Fonte: EY.