

Contribuição Consultas Públicas 05/2025 e 08/2025 da ANP

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

25 de setembro de 2025

Sumário

1	INTRODUÇÃO	3
2	PRÁTICA REGULATÓRIA DE DEFINIÇÃO DA BASE REGULATÓRIA DE ATIVOS	4
2.1	MÉTODOS DE CÁLCULO DA BRA E OS POSSÍVEIS TRATAMENTOS DA DEPRECIAÇÃO.....	5
2.2	PRÁTICA REGULATÓRIA DA EUROPA DE DEFINIÇÃO DA BRA	7
2.3	HISTÓRICO DA REGULAÇÃO NO REINO UNIDO RELATIVO À VALORAÇÃO DA BRA DO TRANSPORTE DE GÁS	9
3	HISTÓRICO DA REGULAÇÃO DE TARIFAS DE TRANSPORTE DE GÁS NO BRASIL..	11
4	CONTRATOS LEGADOS E ANÁLISE	14
4.1	CONTRATOS LEGADOS.....	15
4.2	MEMÓRIAS DE CÁLCULO DISPONIBILIZADAS.....	16
4.3	MEMÓRIAS DE CÁLCULO DOS CONTRATOS LEGADOS VS. ESTIMATIVAS DA TRANSPORTADORAS DA CP 08/2025	19
5	IMPACTOS NA TARIFA DE TRANSPORTE	21
5.1	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA BRA E SEUS IMPACTOS	21
6	CONCLUSÃO	23

1 INTRODUÇÃO

O gás natural no Brasil se apresenta como uma fonte de energia fundamental e firme, tendo os mais diversos fins, como geração de energia elétrica nas termelétricas, uso industrial para geração de energia, em refinarias, produção de fertilizantes nitrogenados, automotivo e outros¹, criando uma demanda média de mais de 60 milhões de m³/dia nos últimos anos².

Conforme a regulação de cada país, o transporte de gás é definido como o elo que liga os pontos de suprimentos às redes de distribuição e alguns clientes finais. Por se tratar de um negócio que possui uma alta barreira de entrada, em função dos elevados custos incorridos para implantação da infraestrutura, o transporte de gás é definido como um monopólio natural e, como tal, necessita de uma regulação tarifária para garantir a eficiência na prestação do serviço e a definição de um preço justo. Dessa forma, temos a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, que regula o setor desde a instauração da primeira lei do petróleo em 1997.

Até o ano de 2017 o transporte de gás era totalmente controlado pela Petrobras que possuía todos os contratos de carregamento de transporte e era também a acionista integral de duas das três principais transportadoras do país:

- Nova Transportadora do Sudeste (NTS), responsável pela malha de gasodutos no Sudeste; e,
- Transportadora Associada de Gás (TAG), responsável pela malha de gasodutos do nordeste e o gasoduto de transporte no estado do Amazonas que não está integrado na malha que liga o nordeste ao sul do país.

Como se pode notar na Figura 1, os gasodutos da NTS e da TAG representam uma grande parte dos ativos de transporte de gás do país.



Figura 1 - Rede de Gasodutos do Brasil - Fonte: EPE

¹ Projeções de Preços de Gás Natural no Brasil – EPE - 2024

² Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – MME – 2025

Em 2017 a Petrobras vendeu a NTS e em 2019 vendeu a TAG, mas a entrada de novos carregadores ficou condicionada ao Acordo de Redução de Flexibilidade assinado pela Petrobras com a NTS em 2022 e com a TAG em 2021. Como os contratos de carregamento inicial da Petrobras são de longo prazo - entre 20 e 25 anos - a receita máxima permitida dessas transportadoras ficou atrelada ao valor das tarifas desses contratos. Ou seja, não coube realizar nenhuma revisão tarifária pois foram respeitados esses contratos, denominados desde então de contratos legados.

Os primeiros contratos legados da TAG e da NTS vencem em 31/12/2025, abrindo espaço para uma discussão tarifária sobre como tratar os ativos considerados nesses contratos no âmbito da definição da Base Regulatória de Ativos (BRA). A BRA é a base de ativos que deve ser considerada para a remuneração do capital do serviço de transporte.

Desta maneira, o objetivo desse trabalho é avaliar as memórias de cálculo disponibilizadas para definição das tarifas dos contratos legados de forma a identificar a melhor forma de definir a BRA para o próximo período tarifário.

Para isso na seção 2 deste documento será apresentada a análise das práticas regulatórias da Europa a respeito do tratamento e definição da BRA. Na sequência, na seção 3 será avaliada o histórico da regulação da BRA de transporte no Brasil. Na seção 4 será avaliada a BRA a partir das memórias de cálculo que foram disponibilizadas em relação àquela considerada nas propostas enviadas pela TAG e NTS na consulta pública da ANP 08/2025. Por último, na seção 5 são apresentados os impactos na tarifa de transporte ao considerar a BRA observada nas memórias de cálculo em relação a proposta das transportadoras.

2 PRÁTICA REGULATÓRIA DE DEFINIÇÃO DA BASE REGULATÓRIA DE ATIVOS

O valor da Base Regulatória de Ativos é determinado de várias formas pelos reguladores, sua função é considerar o investimento realizado pelas empresas reguladas que será multiplicado pela taxa de retorno adequada para remunerar o capital próprio e o capital de terceiros das concessionárias.

No caso do transporte de gás, não diferente de outros monopólios naturais, o custo dos ativos e prazo de recuperação desse investimento é alto, e dessa forma a BRA forma grande parte das tarifas de transporte de gás. Nesta seção serão apresentadas as formas de cálculo da BRA, os tratamentos regulatórios possíveis para a depreciação, as metodologias utilizadas pelos reguladores europeus e uma visão mais detalhada do caso do Reino Unido.

2.1 MÉTODOS DE CÁLCULO DA BRA E OS POSSÍVEIS TRATAMENTOS DA DEPRECIAÇÃO

A determinação do valor da BRA pode ser feita com diversas abordagens, sendo que o objetivo é determinar um valor justo e condizente com a justa remuneração dos ativos. Além disso, deve-se considerar também a evolução dessa base de ativo, como será feita a sua reposição. Isso basicamente é feito por meio da depreciação determinada na regulação tarifária.

Iniciando pelos métodos de determinação do valor da BRA encontram-se nas regulações pelo menos 4 abordagens principais:

- **Valor Histórico Atualizado (VHA):** corresponde ao custo original de aquisição ou construção dos ativos, ajustado por atualizações monetárias e depreciações acumuladas ao longo do tempo. Esse método reflete o investimento efetivamente realizado pela concessionária, considerando os registros contábeis e os critérios de atualização, prazo de vida útil e forma de depreciação definidos pela regulação. Esse modelo tem uma variante que não considera a atualização monetária, nesse caso, a taxa de remuneração a ser utilizada deve estar em valores nominais;
- **Valor Novo de Reposição (VNR):** representa o custo estimado para substituir um ativo por outro novo, com as mesmas características e capacidade funcional, considerando as tecnologias e os preços correntes de mercado. Esse critério é utilizado para avaliar a eficiência dos investimentos e a adequação da base de ativos frente às exigências técnicas e operacionais. O VNR é especialmente relevante em contextos de *benchmarking* regulatório, pois permite comparar o desempenho das concessionárias com base em custos teóricos ideais, incentivando a melhoria contínua e a modicidade tarifária;
- **Lista de Preços:** é um instrumento regulatório que consolida os valores unitários de bens e serviços utilizados na composição do VNR. Elaborada com base em pesquisas de mercado, contratos públicos e dados históricos, essa lista serve como referência padronizada para a valoração dos ativos, garantindo uniformidade e transparência nos processos de revisão tarifária;
- **Custo Médio:** consiste em calcular o valor dos ativos considerando o custo médio ponderado de aquisição ou construção de bens similares, ao longo de um período representativo. Diferente do VHA ou do VNR, o custo médio busca refletir uma média realista dos investimentos realizados, suavizando variações extremas de preços.

Após a determinação do valor do ativo deve ser determinada a vida útil e a forma de depreciação para que se garanta o pagamento desses ativos. Para evitar distorções entre os conceitos é apresentada a tabela na sequência, que mostra as diferentes formas de depreciação.

Tipo	Depreciação Contábil	Depreciação Técnica	Depreciação Econômica	Depreciação Regulatória
Definição	Prazo determinado para a depreciação dos ativos no âmbito da contabilidade societária e fiscal	Tempo máximo que o ativo pode operar com segurança e eficiência, sob boas práticas de manutenção.	Período durante o qual o ativo permanece economicamente viável.	Período durante o qual o ativo é considerado útil para fins de remuneração tarifária e recuperação de investimentos
O que considerar	Práticas contábeis, planejamento tributário, limites fiscais	Técnicos e estruturais	Expectativa de uso	Busca-se estender a vida útil ao máximo desde que haja utilização
Aplicação em Gasodutos	25 a 30 anos	Pode ultrapassar 50 anos	Pode ser menor que a vida útil técnica, depende da demanda esperada	Muitas vezes definida entre 30 e 45 anos para gasodutos, podendo ser revista em alguns casos é igualada a vida útil econômica ou técnica.

Tabela 1 - Tipos de Depreciação - Fonte: elaboração própria

Importante ressaltar que apesar dos diferentes tipos definidos, a determinação regulatória é a predominante quando se trata de determinar a depreciação da BRA. Isso porque o fluxo de caixa da empresa regulada deve refletir o retorno dos ativos buscando garantir a modicidade tarifária e o equilíbrio econômico-financeiro.

Além dos tipos, a depreciação regulatória pode ser feita com diferentes métodos, o sistema linear em cotas constantes, o sistema francês, a soma de dígitos ou outro conforme definição regulatória.

Dessa forma, a evolução da BRA deve considerar o prazo determinado de vida útil regulatória que é a base do cálculo tarifário. O uso de uma conta diferente da regulatória geraria ganhos ou perdas extraordinários, implicando na transferência indevida de recursos entre os consumidores e os acionistas do serviço regulado.

A definição da BRA é o ponto de partida para o cálculo da receita requerida, que corresponde ao valor necessário para garantir a sustentabilidade econômico-financeira da concessionária, cobrindo seus custos operacionais e o retorno sobre os investimentos realizados.

As duas parcelas principais associadas à BRA para o cálculo da receita requerida são:

- Remuneração do Capital Investido (Retorno sobre o Capital)

Refere-se ao retorno financeiro que o investidor tem direito de receber sobre o valor da BRA. É calculada aplicando-se uma taxa de remuneração (geralmente o custo médio ponderado de capital – WACC) sobre o valor líquido da base de ativos. Essa parcela representa o pagamento pelo uso do capital, funcionando como uma espécie de “juros regulatórios” que incentivam a continuidade dos investimentos no setor.

- Depreciação Regulatória (Reintegração do Capital)

Corresponde à recuperação do valor investido ao longo da vida útil dos ativos. A depreciação é calculada com base em critérios técnicos definidos pela regulação e representa o reembolso gradual do capital aplicado. Essa parcela garante que, ao final da vida útil do ativo, o investidor tenha recuperado integralmente o valor investido.

Separar claramente a remuneração e a depreciação é essencial para garantir equidade tarifária, previsibilidade regulatória e atratividade para investidores. A BRA, portanto, não é apenas um registro contábil, mas um instrumento central na formação das tarifas.

2.2 PRÁTICA REGULATÓRIA DA EUROPA DE DEFINIÇÃO DA BRA

A CEER (Council of European Energy Regulators) foi criada em março de 2000 por meio de um memorando de entendimento assinado por dez autoridades reguladoras nacionais de energia da Europa. Seu objetivo é promover a cooperação entre os reguladores para facilitar a criação de um mercado interno competitivo e eficiente de eletricidade e gás na Europa.

Além de sua atuação independente, a CEER trabalha em estreita colaboração com a ACER (Agência para a Cooperação dos Reguladores da Energia), que é o órgão oficial da União Europeia para coordenação regulatória. Juntas, CEER e ACER contribuem para a aplicação consistente da legislação europeia, apoiam a integração dos mercados energéticos e fortalecem a proteção dos consumidores. A capacidade da CEER de consolidar dados comparáveis entre países é essencial para identificar boas práticas, corrigir assimetrias regulatórias e fomentar um ambiente de concorrência saudável no setor energético europeu.

Neste contexto, uma das iniciativas é a publicação do *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2024*, disponibilizado em fevereiro de 2025, que apresenta um comparativo das práticas regulatórias abrangendo desde as metodologias de *benchmarking* e incentivos, até considerações sobre a valorização e a atualização da BRA. Uma síntese do relatório é apresentada no quadro a seguir:

Valoração da BRA	Fator de Correção	País	Modelo de Remuneração	Métodos de Depreciação
Custo Histórico	WACC nominal	Croácia	Revenue Cap	Linear
		República Tcheca	Revenue Cap	Linear
		Portugal	Price Cap	Linear
	Taxa nominal	Holanda	Cost Plus com Cap de remuneração	Linear (com fatores de aceleração)
	Inflação	França	Revenue Cap	Linear (ajustado considerando efeitos da transição energética)
		Grã-Bretanha	Revenue Cap (regulação de incentivos (RIIO 3))	Linear (Períodos regulatórios ajustados por riscos da transição energética e aceleração pré 2002)
Investimentos	índices de preços regulatórios e custos não controláveis	Dinamarca	Revenue Cap (para custos considerados eficientes)	Linear
	capital próprio (índice de preços) e de terceiros (valor histórico)	Alemanha	Revenue Cap	Linear
Custo Médio	WACC nominal	Espanha	Baseada em incentivos	Linear
Valor Novo de Reposição	lista de preços do regulador, ajustado por tempo de uso e vida útil.	Finlândia	Revenue Cap	Linear

Tabela 2 - Resumo das regulações europeias - Fonte: CEER 2025, elaboração própria.

Como se pode observar na Tabela 2, as metodologias de avaliação da BRA são diferentes entre as regulações, sendo em maior parte utilizado o custo histórico, porém o relatório chama atenção que o uso do custo histórico é utilizado em agências reguladoras que possuem o registro regulatório dos valores históricos, ou seja, estas agências definiram a contabilidade regulatória a ser seguida e validam os registros por meio de fiscalizações próprias.

Contudo, há também casos em que se adota a reavaliação de ativos. A aplicação deste método pode ser justificada nos casos em que as taxas de inflação são muito altas e há necessidade de consolidação dos ativos das companhias reguladas. Dos

35 países da CEER entre 17% e 25%³ baseiam a BRA em ativos reavaliados. Lembrando que a reavaliação acima do valor de mercado considera as melhores práticas e adota premissas consistentes de reavaliação.

Outro ponto importante a se destacar é que apenas um terço dos países incorporam o custo de capital de giro na base de ativos e só o fazem considerando critérios rígidos para aprovação. Mais um aspecto do cálculo da BRA pelos países europeus é que 40% das agências reguladoras aceitam a incorporação dos ativos em construção na BRA. Os demais reconhecem apenas quando os ativos entram em operação.

Por fim, há consenso entre as agências europeias que a participação do capital de terceiros, quando o carregador aporta financeiramente para a construção do ativo, seja excluída da BRA.

2.3 HISTÓRICO DA REGULAÇÃO NO REINO UNIDO RELATIVO À VALORAÇÃO DA BRA DO TRANSPORTE DE GÁS

O estudo da regulação aplicada ao transporte de gás no Reino Unido apresenta um importante marco para o tratamento de discrepâncias tarifárias passadas e de como o regulador deve agir de forma clara e metodológica para garantir a equidade tarifária.

Amrstrong et. al. (1995)⁴ apresentam o histórico da privatização da British Gas (BG) em 1986 no Reino Unido. Com exceção da Irlanda do Norte, a BG era uma estatal que concentrava toda malha de distribuição (*distribution*) e transporte (*transmission*) do Reino Unido. Por isso, cobrava uma tarifa única e as malhas de gasodutos estavam completamente verticalizadas.

Apesar da privatização bem-sucedida em 1986, a BG comandava o mercado de gás, pois detinha os contratos com quase todos os produtores de gás, muito em função dos seus longos prazos de duração. Esse comportamento de monopólio⁵ da BG acabou frustrando a liberalização do mercado preconizada pelo Governo Britânico.

Após a privatização em 1988, o MMC (*Monopolies and Mergers Commission*) criticou duramente a verticalização da BG e fez recomendações de desverticalização (*Unbundling*) a fim da liberalização do mercado de molécula de gás. No entanto, apenas em 1991 que o *Office of Fair Trading* (OFT) determinou a desconstrução de vários contratos de compra de molécula da BG. Em 1994, a separação dos ativos foi determinada pela agência reguladora⁶, se concretizando apenas em 1997, com

³ A CEER analisa a distribuição e a transmissão de gás e energia elétrica, por isso, a faixa de variação entre 17% e 25% considera se todos os serviços ou ao menos um possuem reavaliação de ativos.

⁴ ARMSTRONG, M.; COWAN, S.; VICKERS, J. **Regulatory reform: economic analysis and British experience**. Cambridge: MIT Press, 1995. (Regulation of Economic Activity Series).

⁵ Um **monopólio** é um tipo de estrutura de mercado em que existe um **único comprador** para um determinado bem ou serviço, enquanto há vários vendedores.

⁶ OFGAS (Office of Gas) o primeiro regulador do gás que depois em 1999 foi integrado com a OFFER (office of Energy) e transformado em OFGEM (Office of Gas and Energy market).

a separação das atividades de distribuição e transporte e a incorporação do transporte em uma companhia chamada de TRANSCO.

Além da polêmica do controle do mercado de molécula de gás, Carpenter e Lapuerta (1999)⁷ apresentaram que existiu uma controvérsia sobre a base de ativos da BG:

"British Gas had a set of accounts that purported to measure the value of its assets under "Current Cost Accounting" ("CCA"), but these accounts were inconsistent with the history of prices. British Gas argued that the CCA value of its assets was the relevant economic benchmark for establishing prices, because it reflected the cost of replacing the existing pipeline infrastructure."

Em função disso, a MMC, em 1993, discutiu a base regulatória da BG. Utilizando a base defendida pela empresa e confrontando com os dados da privatização, identificou que o valor utilizado na BRA da BG era de 17,5 bilhões de libras, mas o valor dos ativos deveria ser na verdade de 10,5 bilhões de libras.

Com isso, por determinação da MMC a remuneração da BRA seria em função dos 10,5 bilhões de libra, contudo, a depreciação contida na tarifa se manteve baseada no valor de 17,5 bilhões apresentados pela BG. Com isso a BG teve ganhos extraordinários até 1997, quando a agência reguladora ajustou os cálculos prospectivos.

A separação do cálculo tarifário entre transporte e distribuição só ocorreu efetivamente em 2002, de forma a ajustar o valor depreciado a maior pela BG no período entre 1993 e 1997. A OFGEM propôs um novo cálculo para os ativos antes dessa separação, chamando esse tratamento de *pre-vesting*.

Apenas os ativos *pre-vest*, antes de 01/04/2002, passaram a ter um tratamento diferenciado, considerando uma vida útil regulatória de 56 anos e um fator de depreciação pelo método de soma de dígitos, que resultou em uma depreciação maior desses ativos nos primeiros anos⁸. Essa foi a maneira que a OFGEM utilizou para corrigir a depreciação acelerada, em contrapartida com o que havia sido estimado entre 1993 e 1997. A **Figura 2** a seguir mostra o comportamento dessa depreciação comparada com a depreciação linear:

⁷ Paul Carpenter, Carlos Lapuerta, A Critique of Light-Handed Regulation: The Case of British Gas February 1999, 19 Nw. J. Int'l L. & Bus. 479 (1998-1999)

⁸ OFGEM- **2008-13 GAS DISTRIBUTION PRICE CONTROL REVIEW - FINANCIAL MODEL FOR UPDATED PROPOSALS**

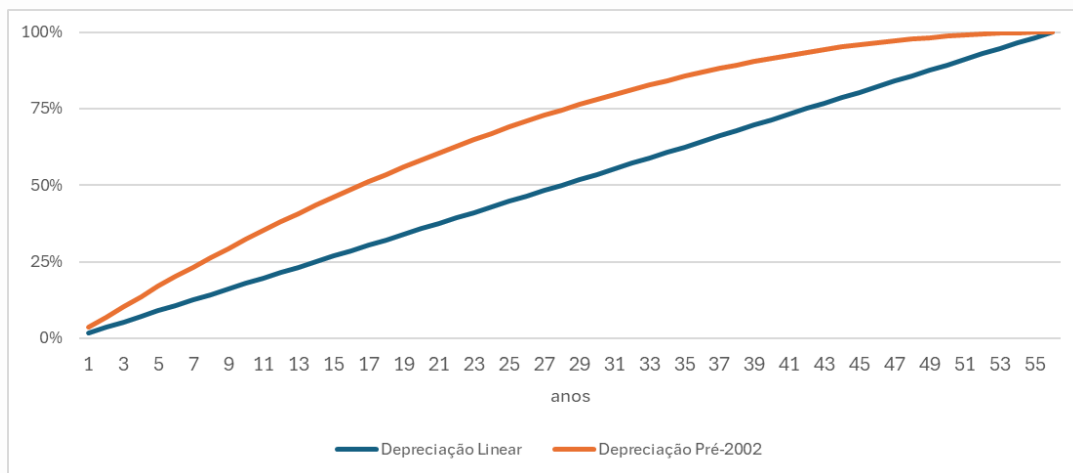


Figura 2 - Depreciação Linear e por Soma de Dígitos - Fonte: elaboração própria

Pode se notar que a depreciação é maior nos primeiros anos, e a OFGEM determinou que os ativos após 2002 depreciariam de forma linear em 45 anos. Cabe ressaltar que a partir da revisão tarifária de 2024, a OFGEM alterou mais uma vez a vida útil dos ativos de transporte em função da transição energética, considerando uma depreciação até 2050 e um valor residual equivalente ao valor de conversão desses ativos para ativos de transporte de hidrogênio.

A experiência da regulação britânica demonstra de forma inequívoca que **distorções do passado não precisam ser perpetuadas**: elas podem — e devem — ser corrigidas, desde que com critérios técnicos, sem comprometer a **continuidade e a qualidade da prestação do serviço**. Além disso, a prática regulatória mostra que é legítimo incorporar **ajustes prospectivos**, alinhados às expectativas futuras do setor, garantindo que o arcabouço regulatório se mantenha **dinâmico, transparente e aderente às necessidades reais da indústria e da sociedade**.

3 HISTÓRICO DA REGULAÇÃO DE TARIFAS DE TRANSPORTE DE GÁS NO BRASIL

A evolução da indústria do gás natural e petróleo no Brasil foi realizada durante muitas décadas pela Petrobras sobre o regime de monopólio legal. A determinação dos preços e desenvolvimento desse mercado foi realizada de forma verticalizada por essa estatal.

Com a Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo) ficou determinada a separação da atividade de transporte dutoviária pela Petrobras no seu artigo 65, cabendo à recém-criada Agência Nacional do Petróleo (ANP): “VI - estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores, nos casos e da forma previstos nesta Lei” e determinar a remuneração adequada do acesso de terceiros nessa infraestrutura de transporte conforme capítulo VII da mesma Lei.

A atuação da ANP nas tarifas de transporte de gás no período logo após a Lei do Petróleo, é registrada na Nota Técnica 054/2002-SCG. Nesta nota técnica a agência detalha a forma como determina as tarifas de transporte:

"O cálculo da tarifa de transporte de GN passa por três etapas iniciais:

- 1. levantamento do investimento necessário para o desenvolvimento da atividade, custos de operação e manutenção e impostos;*
- 2. definição da remuneração adequada à atividade (taxa de retorno sobre o investimento); e*
- 3. estimativa da demanda."* (NT 054/2002-SCG pág. 03)

Fica claro que os gasodutos regulamentados, pelo menos a partir de 2002, já possuíam uma taxa de remuneração determinada pela ANP. Além disso, a nota técnica deixa claro a consideração de um valor residual do gasoduto no final do fluxo do cálculo tarifário quando o período contratual é inferior ao da vida útil dos ativos. Esse valor é inclusive explicitado no cálculo da tarifa conforme trecho abaixo extraído da nota técnica:

"A equação para o cálculo da tarifa pode ser escrita a partir da Fórmula de cálculo do valor presente:

$$\sum_{i=1}^n \frac{Demanda_i \cdot Tarifa}{(1 + R)^i} = \sum_{i=1}^n \frac{Inv_i + C_i - VR_n}{(1 + R)^i}$$

Onde:

Demanda_i = Demanda no ano i (no exemplo a unidade é mil m³.km

C_i = custos de operação e manutenção e impostos referentes ao ano i (R\$)

VR_n = valor residual do gasoduto ao final do ano n (R\$)

R = taxa de retorno

n = prazo de avaliação" (grifos nossos)

A primeira norma sobre tarifa de transporte de GN foi a Resolução 29/2025/ANP. Nela já se evidenciou expressamente que o regulador buscava custos eficientes da prestação dos serviços. Neste sentido, confira-se dispositivo abaixo:

"Art. 4º As tarifas aplicáveis a cada serviço e/ou carregador serão compostas por uma estrutura de encargos relacionados à natureza dos custos atribuíveis a sua prestação, devendo refletir:

I. os custos da prestação eficiente do serviço;

II. os determinantes de custos, tais como a distância entre os pontos de recepção e entrega, o volume e o prazo de contratação, observando a responsabilidade de cada carregador e/ou serviço na ocorrência desses custos e a qualidade relativa entre os tipos de serviço oferecidos." (grifos nossos)

Em 2009, um novo marco regulatório da indústria do gás natural foi estabelecido com a promulgação da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009 ("1ª Lei do Gás"). A partir dessa Lei e com a promulgação do Decreto nº 7.382/2010, a ANP revisou a

Resolução 29/2005/ANP com o objetivo de incorporar o novo marco. Como resultado, publicou a Resolução 15/2014/ANP vigente atualmente.

Esta resolução estabelece, no §3º do art. 6º, a metodologia de valoração da BRA dos gasodutos autorizados em operação, podendo ser o valor atual ou o custo de reposição, desde que **descontada a amortização e a depreciação havidas até a data de estabelecimento da Tarifa de Transporte**. Os §5º e §6º do mesmo art. 6º são reproduzidos na sequência:

*“§ 5º O método de **depreciação** empregado para descontar o valor dos ativos deve ser amplamente reconhecido e adotado pelo mercado, tal como o método linear (ou quotas constantes), devendo o cálculo de depreciação refletir ao máximo a respectiva **perda de valor econômico dos bens e instalações pelo uso**, ação da natureza ou obsolescência, considerando a respectiva vida útil para cada grupo de bens e instalações.”*

*“§ 6º O método de **amortização** empregado para descontar o valor dos ativos deve ser amplamente reconhecido e adotado como boa prática contábil pelo mercado, devendo o cálculo de amortização **refletir ao máximo a respectiva perda de capital**, estar compatível com a vida útil econômica do ativo e ser aplicado uniformemente”*

Ou seja, a resolução deixa claro o entendimento da ANP sobre o valor econômico dos bens em uso. Isso é corroborado pela nota técnica emitida pela ANP para a consulta pública da revisão da Resolução 029/2005/ANP (Nota Técnica nº 002/2013-SCM). Nessa nota técnica a ANP, esclarece que existe uma diferença entre depreciação regulatória e depreciação contábil, sendo, inclusive, citado que a depreciação econômica “consiste no cálculo dos valores dos “Capital Charges” de modo que estes permaneçam constantes em termos reais, respeitando, ao mesmo tempo, o teste do VPL”. Como será demonstrado na avaliação das memórias de cálculo dos contratos legados, é exatamente este teste do VPL⁹ que será utilizado na próxima seção deste trabalho.

Ressalta-se aqui também a definição de depreciação regulatória, conforme demonstrado na Nota Técnica nº 002/2013-SCM:

*“A Depreciação Regulatória, a Base Regulatória de Ativos e o Custo de Capital, são os elementos que compõem, então, o conjunto denominado “Capital Charges” e representam, respectivamente, o **Retorno de Capital (Depreciação Regulatória)** e o **Retorno sobre o Capital (Base Regulatória de Ativos x Retorno de Capital)**, que somados são a justa remuneração do*

⁹ O teste do Valor Presente Líquido é feito descontando-se cada valor recebido pelo transportador a título de “Capital Charges”, em cada ponto no tempo, pela taxa de retorno compatível com o risco da atividade de transporte de gás natural. O somatório dos valores descontados até uma data de referência deve igualar o valor do investimento feito pelo transportador nesta mesma data de referência. (conforme descrito na NT 02/2013-SCM)

capital aplicado pelos investidores (acionistas e terceiros) na atividade de transporte de gás natural."

Ou seja, desde 2014, a ANP já reconhecia que o retorno de capital deve ser considerado de forma a calcular a justa remuneração dos ativos de transporte e da BRA.

Em 2021, a nova Lei do Gás foi promulgada (Lei 14.134/21), reforçando o modelo de receita máxima permitida, conforme descrito no artigo 9º:

*"Art. 9º A ANP, após a realização de consulta pública, estipulará a **receita máxima permitida de transporte**, bem como os critérios de reajuste, de revisão periódica e de revisão extraordinária, nos termos da regulação, e essa receita não será, em nenhuma hipótese, garantida pela União."*

Além desse critério, a Lei reforça que:

"cálculo das tarifas de transporte devem considerar a sinalização dos determinantes de custos associados à área de mercado de capacidade e ao sistema de transporte, além de incluir critérios de eficiência e competitividade, de acordo com a regulação estabelecida pela ANP."

Até o momento a ANP não revisou a Resolução 15/2014/ANP, que está sendo feito em 2025 na consulta pública 05/2025 concomitante a consulta pública 08/2025. Deve-se destacar que os efeitos da alteração do tema discutido na consulta pública 05/2025, que tratará da nova metodologia de cálculo da tarifa das transportadoras, afetam diretamente o resultado dos cálculos tarifários e da definição da BRA apresentados na consulta pública 08/2025.

Essa análise corrobora o fato de que os elementos básicos de um cálculo tarifário, que consideram um custo inicial a ser remunerado (BRA Inicial) e um valor residual (BRA Final) estiveram presentes na prática da ANP desde pelo menos 2002 e na regulamentação tarifária desde a Resolução 29/2005/ANP. Sendo assim, os contratos de carregamento inicial definidos como contratos legados da TAG e da NTS tiveram a sua tarifa definida conforme metodologia tarifária respaldada pela agência reguladora, indicando que a BRA Final deve ser considerada nos cálculos dos ciclos tarifários subsequentes.

4 CONTRATOS LEGADOS E ANÁLISE

Com a proximidade do fim de dois dos contratos legados de duas grandes malhas de transporte de gás do país — a Malha Nordeste da TAG e a Malha Sudeste da NTS — e diante da revisão tarifária em andamento, prevista na agenda regulatória da ANP, iniciam-se as discussões com os agentes do setor sobre os diversos aspectos que servirão de premissas para o cálculo das novas tarifas de transporte.

Conforme pedido do Conselho de Usuários Representante dos Carregadores de Gás Natural (CdU), as informações das memórias de cálculos das planilhas foram

disponibilizadas em abril de 2025 e os contratos legados foram disponibilizados posteriormente no segundo semestre de 2025, de acordo com o processo nº 48610.228149/2022-13/ANP ¹⁰ que trata da divulgação de informações dos contratos legados de maneira pública. Os contratos legados e a memória dos cálculos do valor depreciado e da BRA durante a vigência desses contratos são a base de avaliação das primeiras duas partes dessa análise.

Na terceira parte dessa análise são avaliadas as inconsistências entre os dados apresentados pelas transportadoras na consulta pública nº 08/2025 da ANP com as memórias de cálculo dos contratos legados.

4.1 CONTRATOS LEGADOS

Destaca-se mais uma vez que os contratos legados da TAG e da NTS foram realizados sob a égide da regulamentação tarifária do transporte, sendo todos firmados após a criação da ANP e da Resolução 29/2005/ANP, conforme pode ser visto na Figura 3.

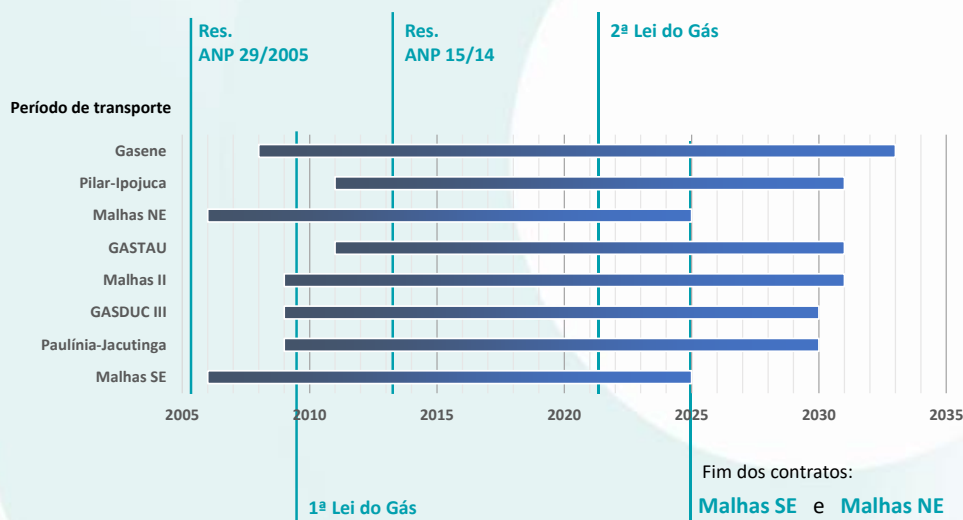


Figura 3 - Vigência dos Contratos Legados - Fonte: elaboração própria

As cópias dos contratos legados disponibilizados pela ANP apresentam valores de tarifa equivalentes ao cálculo da memória de cálculo da tarifa disponibilizada pela ANP, reforçando que as memórias de cálculo estão diretamente conectadas a esses contratos. Além disso, com exceção dos contratos Malhas Sudeste e Malhas Nordeste todos possuem um anexo contratual com dados base do cálculo da tarifa.

A tabela abaixo mostra os principais itens definidos nos contratos legados:

¹⁰ Processo gerado em 04/11/2022 de nº [48610.228149/2022-13](#) pela ANP

NTS	Prazo (anos)	Vida útil dos ativos (anos)	Previsão de Revisão da tarifa mediante premissas acordadas	WACC no contrato (% real)	Tarifas equivalentes a memória de cálculo
GASDUC III	20	30	Sim	13,42%	sim
GASPAJ	20	30	sim	13,42%	sim
GASTAU	20	30	sim	9,57%	sim
MALHAS II	20	30	sim	13,42%	sim
MALHAS SE	20	30	sim	N/D	sim

TAG	Prazo (anos)	Vida útil dos ativos (anos)	Previsão de Revisão da tarifa mediante premissas acordadas	WACC no contrato (% real)	Tarifas equivalentes a memória de cálculo
Malhas NE	20	30	sim	N/D	sim
GAENE	25	30	sim	8,43%	sim
Pilar - Ipojuca	20	30	sim	8,78%	sim

Tabela 3 - Avaliação dos Contratos Legados - Fonte: elaboração própria

É importante destacar que os contratos das **Malhas Sudeste** e **Malhas Nordeste**, embora não estabeleçam explicitamente uma taxa de referência para o cálculo tarifário, fazem menção ao mecanismo de **Roll In de tarifas** na cláusula 11.9 de ambos os contratos. Conforme trecho do contrato da Malha Nordeste (tarjado), a redação estabelece:

“Cláusula 11.9. Recálculo da Tarifa de Transporte (“roll-in”).

*Em caso de Expansão da Capacidade do Sistema de Transporte por qualquer motivo, uma tarifa de transporte teórica relativa a essa ampliação será determinada pelo Transportador, que será **calculada considerando-se a mesma rentabilidade e a mesma metodologia** adotadas para a determinação da Tarifa de Transporte relativa à Capacidade Contratada de Transporte inicial vigente para este Contrato. Se, e somente se, a tarifa teórica”*

Ou seja, fica evidente que há uma **rentabilidade e uma metodologia definidas contratualmente**, e que a **equivalência entre as tarifas** confirma a consistência da memória de cálculo utilizada na definição da tarifa original.

4.2 MEMÓRIAS DE CÁLCULO DISPONIBILIZADAS

As memórias de cálculo disponibilizadas pelas ANP são fluxos de caixa em que as tarifas são calculadas a partir de premissas de CAPEX, OPEX, capacidade contratada, taxa de retorno, depreciação, prazo contratual e valor residual final. Estes fluxos estão em moeda constante. Apesar de não apresentarem um formato unificado, a forma de cálculo remonta a descrita na Nota Técnica 054/2002-SCG da ANP.

As memórias podem ser organizadas em dois tipos de cálculo, as memórias de cálculo original dos contratos legados, ou seja, os fluxos de caixa tarifário que remetem aos contratos originais, e as memórias dos investimentos adicionais, que se referem a ajustes tarifários, previstos em contrato, de investimentos como ampliação de capacidade, instalação de pontos de entrega ou de pontos de recebimento na malha original dos contratos.

Contemplando as **memórias de cálculo originais dos contratos legados**, assinados após a Resolução 29/2005/ANP, estão: o CAPEX e o OPEX que deram origem às tarifas; o valor residual ao final do contrato; o percentual do CAPEX que foi depreciado, considerando o valor residual; e a taxa WACC que remunera o contrato. As informações podem ser vistas na tabela a seguir:

Malha	Operação	OPEX (mil R\$)	CAPEX (mil R\$)	Valor Residual (BRA Final) (mil R\$)	CAPEX depreciado na vigência	TIR = WACC
NTS Malha SE	2006 a 2025	2.575.814	13.359.230	312.504	97,66%	8,60%
NTS Paulínia-Jacutinga	2010 a 2030	80.786	719.684	96.528	86,59%	13,42%
NTS GASDUC III	2010 a 2030	159.417	6.293.082	830.854	86,80%	13,42%
NTS Malhas II	2011 a 2031	686.490	9.147.074	1.121.512	87,74%	13,42%
NTS GASTAU	2011 a 2031	391.598	6.656.545	767.213	88,47%	9,57%
TAG Malha NE	2006 a 2025	3.553.086	12.909.217	307.233	97,62%	8,60%
TAG Pilar-Ipojuca	2011 a 2031	237.328	3.155.513	318.179	89,92%	8,78%
TAG Gasene	2008 a 2033	1.967.160	19.653.529	0	100%	8,91%

Tabela 4 - Dados dos Fluxos de Caixa originadores das tarifas moeda abril/24 - Fonte: elaboração própria

De acordo com o fluxo de caixa original que definiu as tarifas, o **valor residual** — isto é, a parcela do capital das transportadoras ainda não recuperada e que deve ser considerada no próximo ciclo tarifário — corresponde ao montante apresentado na Tabela 4.

Se for adotado um valor distinto do que resulta da **depreciação regulatória efetivamente ocorrida**, o teste de VPL deixaria de ser válido para esses contratos. Na prática, isso significaria que a taxa que zera o VPL seria superior ao WACC, configurando uma **remuneração indevida às transportadoras**.

De acordo com as demais Memórias de Cálculo de **ajustes na tarifa** resultantes de investimentos póstumos à firma do contrato, como pontos de entrada, pontos de saída, gasodutos menores e outros, temos a síntese das informações na tabela a seguir:

Malha	Detalhe	Referência	CAPEX (mil R\$)	Valor Residual (BRA Final) (mil R\$)	CAPEX depreciado na vigência
NTS Malha SE	PE Rio das Flores	2014	31.404	9.615	69,38%
	PE Barra Mansa II, PE Guaratinguetá e PE Pindamonhangaba II	2014	141.481	39.569	72,03%
	Adicional Capacidade PR GNL RJ 2022	2023	22.862	16.428	28,14%
	Adicional Capacidade PR GNL RJ 2023	2023	24.109	17.245	28,47%
	PR Guapimirim	2020	22.151	13.496	39,07%
NTS GASDUC III	TECAB revisão 04_02_21	2023	49.523	22.467	54,63%
	TECAB revisão 14_12_20	2022	55.580	18.840	78,07%
NTS Malhas II	PE São Bernardo do Campo II	2014	49.534	8.121	83,60%
NTS GASTAU	-	-	-	-	-
TAG Malha NE	PE Aquiraz CE, PE Goiana II, PE Baixa contábil Goiana I e PE RNEST. Final	2018	130.976	36.523	72,34%
	PE Aquiraz CE, PE Goiana II, PE Baixa contábil Goiana I e PE RNEST. Inicial	2014	140.418	38.845	72,11%
TAG	PE São Mateus	2014	16.188	2.093	87,1%
GASENE	PR GNL (Aditivo nº 16)	2023	24.109	17.245	28,47%

Tabela 5 - Ajustes na tarifa devido a investimentos adicionais moeda abril/24 - Fonte: elaboração própria

Apesar da quantidade de ajustes nas tarifas em função de inclusão de pontos de entrega e pontos de recebimento, sua relevância frente aos valores dos contratos legados originais é baixa.

A consolidação dos dados dos investimentos iniciais com os ajustes é o equivalente ao Capex total e a BRA final de cada contrato legado.

Malha	Operação	CAPEX (mil R\$)	BRA Regulatória (mil R\$)	CAPEX depreciado
NTS Malha SE	2006 a 2025	13.556.223	378.933	97,20%
NTS Paulínia-Jacutinga	2010 a 2030	719.684	96.528	86,59%
NTS GASDUC III	2010 a 2030	6.364.756	866.817	86,45%
NTS Malhas II	2011 a 2031	9.196.609	1.129.634	87,72%
NTS GASTAU	2011 a 2031	6.656.545	767.213	88,47%
TAG Malha NE	2006 a 2025	13.049.634	346.078	97,35%
TAG Pilar-Ipojuca	2011 a 2031	3.155.513	318.179	89,92%
TAG GASENE	2008 a 2033	19.693.826	19.338	99,91%

Tabela 6 - Memórias de Cálculo original e investimentos adicionais consolidados - moeda abril/24 - Fonte: elaboração própria

Todos esses investimentos, os quais já se encontram quase completamente depreciados economicamente — isto é, apresentam mais de 85% de depreciação — representam um CAPEX de, aproximadamente, 72,3 bilhões de reais atualizados para abril de 2024. Sua divisão entre os contratos legados se dá pela proporção ilustrada na Figura 5:

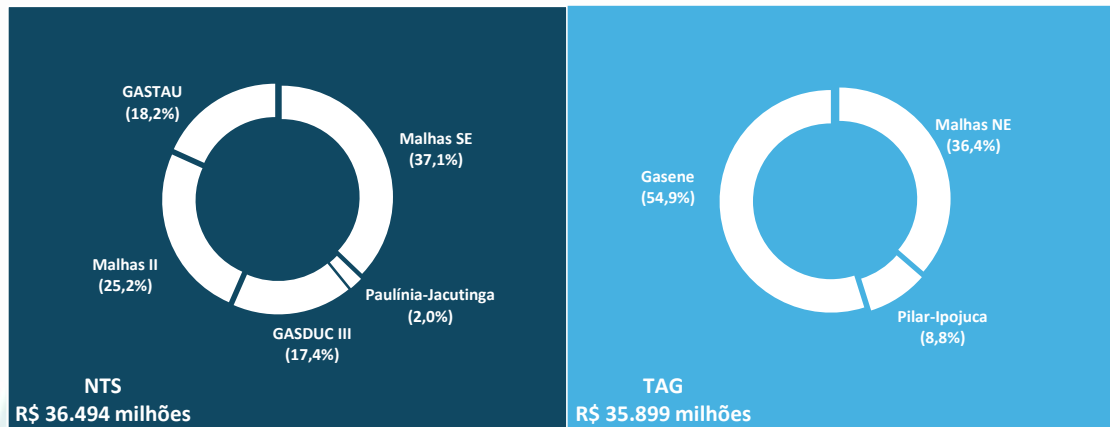


Figura 4 - Divisão de Investimentos dos Contratos Legados moeda abril/24 - Fonte: elaboração própria

Sozinhos, Malhas NE e Malhas SE, que vencem agora no ano de 2025, representam **36,7%** de todo o investimento dos contratos legados, o que implica em um impacto relevante já no cálculo da tarifa para o próximo ciclo tarifário.

4.3 MEMÓRIAS DE CÁLCULO DOS CONTRATOS LEGADOS VS. ESTIMATIVAS DA TRANSPORTADORAS DA CP 08/2025

Dentre os documentos disponibilizados na consulta pelas transportadoras, temos as propostas de tarifa, que trazem a base de ativos aberta e atualizada de alguns contratos legados. Apenas os contratos que se encerram dentro do próximo ciclo tarifário (2025-2030) têm tais informações disponíveis.

Além do valor contábil dos ativos informado por TAG e NTS, as transportadoras também fizeram um novo cálculo da BRA para o próximo ciclo. O valor resultante foi superior ao observado nas memórias de cálculo dos contratos legados originais, ou seja, consideraram uma depreciação muito abaixo do estimado previamente para o fim do contrato. Os valores apresentados pelas transportadoras na CP 08/2025 podem ser vistos na tabela a seguir:

Transportadora	Malha	CAPEX (milhões R\$)	BRA (milhões R\$)	Depreciação
NTS	Malha SE	8.052	3.643	55%
	Paulínia-Jacutinga	880	441	50%
	GASDUC III	6.245	3.314	47%
	Malhas II	Não informado		
	GASTAU	Não informado		
TAG	Malha NE	12.115	4.945	59%
	Pilar-Ipojuca	Não informado		
	GASENE	Não informado		

Tabela 7 - Informações dos ativos estimadas pelas transportadoras - Fonte: elaboração própria

A diferença de depreciação dos ativos se deve ao fato das transportadoras considerarem apenas a depreciação linear para definição da BRA e não o valor residual das tarifas originárias dos contratos legados.

Ressaltamos que, ao utilizar essa metodologia, a taxa de remuneração dos contratos legados seria alterada ou geraria um VPL positivo, resultando num valor inconsistente com o teste de VPL, que faz parte da Nota Técnica nº 002/2013-SCM que serviu de base para a Resolução 15/2014/ANP, ainda vigente.

Ainda que o valor de investimento informado pelas transportadoras seja diferente daquele utilizado na memória de cálculo das tarifas dos contratos legados — diferença que precisa ser devidamente elucidada pelas transportadoras —, ao se aplicar o **mesmo percentual de depreciação previsto nesses contratos**, obtém-se o seguinte cenário:

Transportadora	Malha	Consulta 08-25			Consulta 08-25 Amortização Legado			Diferença BRA (milhões R\$)
		CAPEX (milhões R\$)	BRA (milhões R\$)	Depreciação	CAPEX (milhões R\$)	BRA (milhões R\$)	Depreciação	
NTS	Malha SE	8.052	3.643	55%	8.052	225	97,2%	- 3.418
	Paulínia-Jacutinga	880	441	50%	880	118	86,6%	- 323
	GASDUC III	6.245	3.314	47%	6.245	850	86,4%	- 2.463
	Malhas II							
	GASTAU							
TAG	Malha NE	12.115	4.945	59%	12.115	321	97,3%	- 4.623
	Pilar-Ipojuca							
	GASENE							

Tabela 8 - Diferença entre BRA proposta pela transportadora e BRA pela depreciação dos Contratos Legados - Fonte: elaboração própria

Apenas com os 4 contratos disponíveis publicamente, é realizada uma diferença de R\$ 10,9 bilhões quando se mantém coerente à depreciação definida nos contratos legados.

Essa análise **não valida o valor inicial dos ativos** informado pelas transportadoras, mas apenas utiliza os valores contábeis, ajustados pelo percentual de depreciação — ou **retorno do capital** — previsto na memória de cálculo dos contratos legados. A definição do valor inicial dos ativos deve ser objeto de **auditoria pelo órgão regulador**, a fim de assegurar a consistência com os valores históricos efetivamente incorridos e a **eficiência na execução dos investimentos**.

5 IMPACTOS NA TARIFA DE TRANSPORTE

As tarifas de transporte de gás finais são definidas pela ponderação entre o custo postal e a metodologia da Distância Ponderada pela Capacidade (Capacity Weighted Distance – CWD), que depende da distância e demanda de carregamento aos pontos de entrega e saída de gás. Anterior a essa etapa, é calculada a tarifa de referência definida com base na relação entre a Receita Máxima Permitida (RMP), sendo o numerador, e a capacidade a ser contratada, como denominador:

$$\text{Tarifa de Transporte} = \text{RMP} / \text{Demanda}$$

A RMP das transportadoras de gás é definida pela regulação e corresponde ao teto de remuneração que essas empresas podem obter. Ela é composta por três elementos principais:

- a **taxa de remuneração regulatória**, que assegura retorno adequado sobre o capital investido;
- a **recuperação do capital** (depreciação), que garante o retorno do investimento ao longo do tempo;
- e os **custos operacionais eficientes**, definidos pelo regulador como referência para uma gestão adequada e não excessiva dos gastos.

Como já visto, avaliando os contratos legados, especialmente os da Malhas SE e da Malhas NE, vemos que a depreciação econômica do CAPEX já ocorreu quase inteiramente. Como o transporte de gás é um monopólio natural, que é regulado para garantir eficiência na remuneração e custos ao consumidor, a regulação deve evitar situações que impliquem em transferência indevida de recurso entre usuários e transportadores.

5.1 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA BRA E SEUS IMPACTOS

Um primeiro ponto a ser destacado é a forma de depreciação utilizada e a definida regulatoriamente. Como foi visto no caso do Reino Unido, diferentes métodos de depreciação regulatória atingem o mesmo ponto final, ou seja, obtém-se o valor total do ativo a ser ressarcido, mas por caminhos diferentes. No caso dos contratos legados, conforme suas memórias de cálculo, a depreciação foi calculada deflacionada ano a ano pela meta de inflação da época, enquanto seu fluxo de

caixa se encontra em moeda constante. O efeito dessa prática é uma depreciação que não segue o padrão linear esperado, e sim uma depreciação acelerada. Como resultado, o ativo foi pago de maneira acelerada nos seus primeiros anos.

Também foi exposto pela ANP, no ano de 2002, na Nota Técnica nº 054/2002-SCG, anterior a assinatura dos primeiros contratos legados, que na construção do fluxo de caixa tarifário de um ativo que possui período contratual inferior ao período de depreciação, deve-se utilizar um valor residual a ser remunerado no próximo período tarifário.

*“O investimento total remunerado segundo a taxa de retorno estabelecida deve ter sido recuperado ao final da vida útil da infra-estrutura de transporte. Dessa forma pode-se montar esse fluxo de caixa com um número de períodos que correspondam à vida útil da infra-estrutura de transporte. Alternativamente, **pode-se montar o fluxo de caixa com um número de períodos menor do que a vida útil e considerar um valor residual ao final do fluxo.**”*

Isso ocorre para os contratos legados, que possuem período de vigência de 20 anos e depreciação de 30 anos, representado dois terços do período total. Dessa forma, **a depreciação acelerada garantiu uma depreciação mais rápida desses ativos**, já paga pela tarifa estipulada na época pela transportadora e autorizada pela ANP. Caso haja a consideração de que os ativos foram depreciados de forma linear, e não acelerada, uma parcela do valor que já foi depreciado será paga novamente, podendo se caracterizar como uma dupla remuneração.

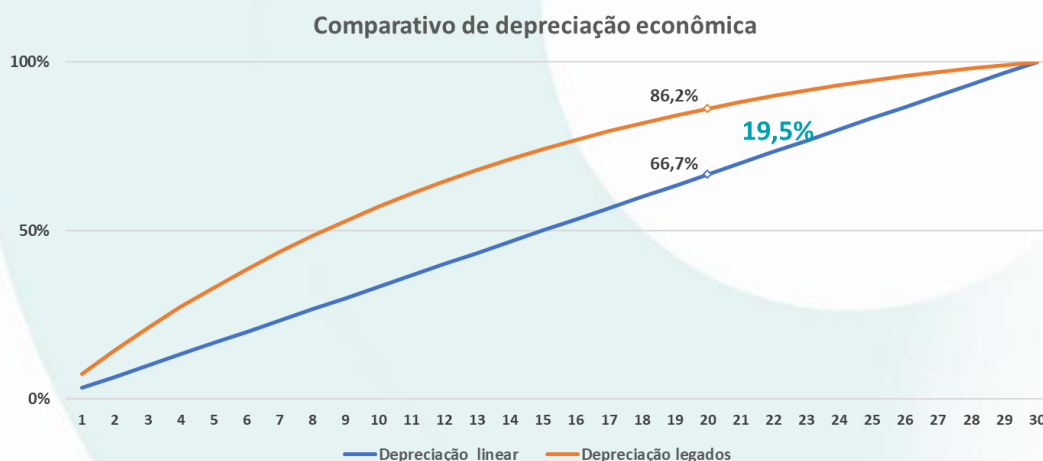


Figura 5 - Método de Depreciação Linear vs. Depreciação definida nos Contratos Legados - Fonte: elaboração própria

Num comparativo entre as fórmulas de depreciação linear e a utilizada nos contratos legados, ao final dos primeiros 20 anos de depreciação, que corresponde ao período contratual, o ativo já deveria ter sido pago 86% na depreciação econômica acelerada, frente aos 66% da linear. A mudança entre cenários representaria a redução de quase 20% do valor já pago na tarifa vigente, que será incluído novamente na tarifa do ciclo seguinte no caso de Malhas NE e Malhas SE.

Para o caso de Malhas SE e Malhas NE, a coerência na depreciação econômica usada no momento de assinatura do contrato em contrapartida ao novo valor proposto pelas transportadoras poderá trazer impactos relevantes, utilizando o mesmo cálculo proposto pelos transportadores e apenas alterando o valor referente a BRA dos contratos que vencem no próximo período tarifário:

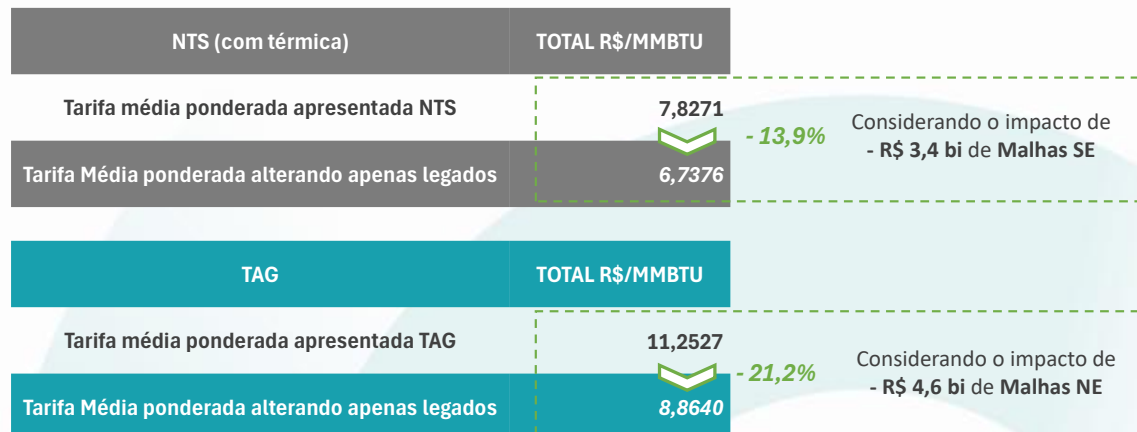


Figura 6 - Comparativo entre tarifas aplicando a diferença na BRA para Malhas SE e Malhas NE -
Fonte: elaboração própria

Com uma menor depreciação dos projetos, resultando em uma maior BRA, a Taxa Interna de Retorno para os projetos seria muito superior ao que foi autorizado para definição da tarifa paga nos últimos anos. A diferença no valor residual de aproximadamente 3,4 bilhões de reais para Malhas SE e 4,6 bilhões de reais para Malhas NE impactará significativamente as tarifas do próximo ciclo, representando uma queda de aproximadamente 14% para NTS e 21% para a TAG.

6 CONCLUSÃO

Após a disponibilização e análise dos dados relativos aos contratos legados é possível verificar que a metodologia de cálculo das tarifas apresenta uma depreciação econômica acelerada do capital investido nos primeiros anos.

Também pode-se verificar que o uso dessa depreciação não foi feito em detrimento de nenhuma regulamentação anterior. Os dados dos contratos legados são consistentes com todo material produzido pela ANP.

A agência reguladora deve primar pela consistência dos cálculos das tarifas originárias sem causar quebras inconsistentes com a sua própria regulamentação, que geraria transferência de recursos indevida entre usuários e transportadores, vide o exemplo da regulação do Reino Unido.

Utilizar uma depreciação que viola o teste do VPL das tarifas das memórias de cálculo do contrato legado, significa que os transportadores teriam uma remuneração adicional, contrária às regras definidas pela regulação. Inclusive, usar o valor contábil poderia gerar uma instabilidade contratual nos contratos legados em referência ao acordado entre as partes, pois, sem dúvida a remuneração paga pela Petrobras superaria o valor de equilíbrio da taxa de retorno desses contratos.

Mais uma vez, a solução adotada no Reino Unido, nos parece mais acertada ao ajustar a depreciação ao valor realmente devido desses ativos no passado, não influenciando nenhuma discussão de devolução de valores. A regulação da OFGEM também nos mostra que é possível tratar ativos de forma diferente, dado a singularidade de cada caso. Tratar a depreciação dos ativos dos contratos legados de forma diferente de novos ativos não é inviável como demonstrado pelos britânicos.

Cabe destacar que essa proposta de depreciação diferenciada defendida aqui não exime a discussão da avaliação da prudência dos investimentos feitos e da checagem da eficiência desses ativos.

Também cabe destacar que o regulador deve avaliar a necessidade de se criar incentivos para que o investimento depreciado economicamente não gere uma antecipação de troca desses ativos que ainda estão operacionais pelas transportadoras, evitando onerar indevidamente os usuários.

Importante ressaltar que este é um documento em construção conforme mais dados estão sendo disponibilizados nos processos de consulta pública.

Equipe Responsável:

Fernando Zaquine

Frederico Flister

Bruno Miranda



Calden Argentina
Padre Mariani, Esq.
Tablada PD 17
Villa Allende, Córdoba
+ 54 351 7000 717

Calden Brasil
Rua Nilo Peçanha 80,
Sala 606
Niterói, RJ
+ 55 21 3005 3037

Calden Peru
Av. La Mar 750, Of.
508
Miraflores, Lima
+ 511 641 9272

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

caldenconsultoria.com