

# **Contribuição à Consulta Pública ANP nº 03/2026 sobre a Base Regulatória de Ativos para o Ciclo Regulatório 2026-2030**

Elaborado para:



**Abril de 2025**

## Sumário

1.	INTRODUÇÃO .....	3
2.	REMUNERAÇÃO PARA ATIVOS TOTALMENTE DEPRECIADOS .....	4
3.	RECONHECIMENTO DOS IMPACTOS DO GASDUC III E GASPAJ NA REVISÃO TARIFÁRIA DO CICLO 2026-2030 .....	7
4.	TRATAMENTO DOS INVESTIMENTOS INCORRIDOS E NÃO REMUNERADOS .....	8
5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	12
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	14

## 1. INTRODUÇÃO

A remuneração da Base de Ativos Regulatória (BRA) no âmbito da revisão tarifária é de suma importância para garantir a sustentabilidade econômico-financeira da prestação do serviço de transporte de gás natural, assegurando que os investimentos realizados de forma prudente na infraestrutura sejam devidamente remunerados e que sejam mantidos incentivos adequados à sua adequada manutenção, à operação segura do sistema e à continuidade e confiabilidade do serviço prestado.

A Resolução ANP nº 991/2026 prevê três metodologias para a valoração da BRA: (i) o Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI), que corresponde ao valor atualizado dos ativos com base no custo de aquisição corrigido pela inflação, descontadas a depreciação e a amortização; (ii) o Custo de Reposição Novo (CRN), que reflete o custo atual de reposição dos ativos, também deduzido da depreciação e amortização; e (iii) metodologias alternativas e amplamente reconhecidas e adotadas pelo mercado, podendo ser aplicado o Método de Capital Recuperado (RCM), no caso de ativos que estiveram sujeitos a tarifas negociadas, no qual o valor da base é determinado a partir do capital efetivamente investido, descontado o retorno já obtido pelo transportador.

O RCM, método aplicado uma única vez e num contexto de arbitragem, apresenta limitações relevantes, pois se baseia no histórico de remuneração e em condições contratuais que podem não refletir eficiência econômica. Depende de parâmetros pouco transparentes e de difícil verificação, tende a gerar distorções e, inclusive, não capturar investimentos incorridos que não tenham sido previamente remunerados. Dessa forma, se conclui que o RCM não poderia ser utilizado para avaliar retrospectivamente ativos vinculados aos contratos legados, uma vez que o possuem suas receitas preservadas no âmbito das Leis nº 11.909/2009 e nº 14.134/2021.

Em contrapartida, o CRN e o CHCI são mais adequados do ponto de vista regulatório, e utilizados amplamente por diversos reguladores nacionais e internacionais no setor de distribuição e transporte de gás natural<sup>1</sup>, pois oferecem maior transparência e consistência, já que o CRN reflete o valor de reposição dos ativos existentes a preços atuais, enquanto o CHCI se destaca por ser mais objetivo, rastreável e baseado em custos efetivamente incorridos.

Esta contribuição tem por objetivo apresentar considerações acerca do tratamento regulatório proposto pela ANP na revisão tarifária do transporte de gás natural para o ciclo regulatório de 2026 a 2030, com foco em três pontos centrais: (i) a remuneração para ativos totalmente depreciados; (ii) reconhecimento dos impactos dos contratos legados que irão expirar ainda no ciclo 2026-2030, como é o caso do GASDUC III e GASPAJ, na revisão tarifária do ciclo

---

<sup>1</sup> O CHCI é adotado no Estados Unidos, França, Alemanha, Holanda, Portugal, Irlanda, Itália, Austrália, Lituânia, Hungria, Grécia, Estônia, Áustria, Croácia, Romênia, Reino Unido e Dinamarca. O CRN é aplicado em Portugal, Finlândia, Austrália, Bélgica, Hungria e Suécia. (FERC, 1999) & (OXERA, 2019) & (CEER, 2019)

2026–2030; e (iii) a necessidade de assegurar a adequada remuneração do capital dos investimentos incorridos e não remunerados.

## **2. REMUNERAÇÃO PARA ATIVOS TOTALMENTE DEPRECIADOS**

### Proposta ANP:

A ANP considera que ativos cuja vida útil regulatória já se encerrou, ainda que continuem fisicamente operacionais, não devem ter valor considerado na Base Regulatória de Ativos (BRA). Segundo esse entendimento, o investimento realizado nesses ativos já foi integralmente recuperado ao longo do período regulatório originalmente previsto. Assim, segundo a Agência, permitir remuneração adicional após o término da vida útil caracterizaria um ganho inesperado (*windfall gain*), desnecessário para incentivar novos investimentos e potencialmente gerador de distorções tarifárias.

### Considerações Siglasul:

Embora o Regulador entenda que a remuneração de ativos com vida útil regulatória expirada poderia gerar ganhos inesperados e não necessários à manutenção dos incentivos ao investimento, tal interpretação não pode ser aplicada a este caso. Isso porque o contexto do serviço de transporte de gás natural no Brasil exige uma avaliação específica. A premissa de que o investidor teria antecipado integralmente a recuperação de seu capital dentro da vida útil regulatória pressupõe um ambiente institucional estável e previsível. Essa condição, contudo, não reflete a trajetória histórica do setor de transporte de gás natural no país, marcada por mudanças regulatórias e incertezas.

Gasodutos e demais instalações permanecem plenamente operacionais por longos períodos após o término da vida útil regulatória originalmente estimada, continuando a prestar serviço essencial ao sistema. Nesse período, tais ativos ainda incorrem em investimentos relevantes que proporcionam o aumento de sua vida útil, conferem confiabilidade e aumento de performance, de forma que tais ativos continuem operando em condições eficientes e seguras, mesmo após o fim de sua vida útil regulatória. Assim, excluir esses ativos da remuneração sem considerar sua contribuição contínua à prestação do serviço pode gerar um desalinhamento entre o regime tarifário e a realidade técnico-operacional da infraestrutura.

A exclusão da remuneração para ativos que permanecem em operação e que continuam demandando investimentos para assegurar sua integridade e segurança pode ainda gerar incentivos distorcidos. Caso o operador não receba qualquer forma de remuneração ou reconhecimento financeiro pela manutenção de ativos antigos, mas ainda necessários ao sistema, pode-se induzir comportamentos ineficientes, como a substituição prematura da infraestrutura que ainda esteja plenamente funcional ou o progressivo sucateamento de ativos ainda operacionais.

Por outro lado, a consideração de remuneração para ativos totalmente depreciados pode incentivar a extensão de sua vida útil quando permanecem em condições técnicas adequadas através de investimentos eficientes em reforço, o que estimula a postergação de investimentos de alta robustez para substituição que não sejam estritamente necessários. Tal dinâmica tende a ser benéfica à modicidade tarifária, uma vez que evita a antecipação de novos ciclos de investimento e promove o aproveitamento eficiente da infraestrutura existente. Na metodologia atual, contudo, não se verifica um incentivo regulatório claro para que ativos plenamente operacionais permaneçam em serviço após o término de sua vida útil regulatória.

A remuneração para ativos totalmente depreciados é aplicada por diferentes reguladores, como descrito a seguir. A Federal Energy Regulatory Commission (FERC) que regula as tarifas de gasodutos de transporte de gás natural nos Estados Unidos, considera uma taxa de gerenciamento para esses ativos, que é calculada como até 10% da média do retorno de capital, antes dos impostos, de todos os anos antes da completa depreciação da base de ativos, conforme trecho a seguir, transcrito do regulamento.

*“Management Fee. When a pipeline is fully depreciated and the pipeline continues to provide service, the Commission has permitted rates which provide for the recovery of operating expenses, taxes and a reasonable management fee that is equivalent to no more than 10% of the pipeline's average pre-tax return during the years prior to when the pipeline became fully depreciated.”* (FERC, Cost of service manual. Estados Unidos da América: Federal Energy Regulatory Commission, 1999)

No Brasil, a aplicação de uma taxa de lucro para remunerar a operação de ativos totalmente depreciados em serviço já foi empregada no setor de geração de energia elétrica. Na Nota Técnica nº 23/2018–SRM/ANEEL (ANEEL, 2018), que objetivava obter “Parâmetros regulatórios para a revisão das Receitas Anuais de Geração – RAGs das usinas hidrelétricas em regime de cotas, nos termos da Lei nº 12.783/2013”, a ANEEL previu uma remuneração ao prestador com base num adicional de 10% a ser aplicado sobre os custos operacionais calculados pela Agência, de acordo com prerrogativas expostas na Nota Técnica EPE DEA/DEE de 01/12.

Na Espanha, a remuneração das transmissoras de energia elétrica é composta por quatro parcelas, conforme equação abaixo:

$$R_n^i = RI_n^i + ROM_n^i + REVU_n^i + ID_n^i$$

Em que,

$RI_n^i$  é a remuneração do ano n devido aos investimentos ligados às instalações de sua propriedade em serviço no ano n – 2.

$ROM_n^i$  é a remuneração do ano n devido à operação e manutenção vinculados às instalações de sua propriedade em serviço no ano n – 2.

$REVU_n^i$  é a remuneração do ano n devido ao prolongamento da vida útil das instalações de sua propriedade que continuam em serviço no ano n – 2, tendo excedido sua vida útil regulamentar.

$ID_n^i$  é o incentivo de disponibilidade do ano  $n$  associado ao grau de disponibilidade oferecido por suas instalações de transmissão no ano  $n - 2$ .

Quando a vida útil regulatória de um ativo termina, ele deixa de receber remuneração regulatória tradicional, sendo remunerado apenas por um valor residual (termo REVU da equação acima), caso continue em operação sem renovação e melhoria. A remuneração residual é calculada com base nos custos de operação e manutenção, aplicando-se um coeficiente de extensão de vida útil ( $\mu$ ) proporcional ao tempo excedente em relação à vida útil regulatória.

$$REVU_n^i = \mu_n^i \times ROM_n^i$$

Em que,

$\mu_n^i$  é o coeficiente de extensão de vida útil.

Este coeficiente ( $\mu$ ) começa em 30% e assume valores diferentes em função dos anos transcorridos desde o final da vida útil regulatória, sendo maior quanto maior o tempo de uso do ativo além dessa vida útil, mas limitado a 100%, de acordo com a Tabela 1.

**Tabela 1 - Variação do Coeficiente de Acordo com o Tempo Transcorrido desde o Final da Vida Útil Regulatória**

Tempo	Coeficiente
Até 5 anos	0,30
6 a 10 anos	0,31 a 0,35
11 a 15 anos	0,37 a 0,45
Mais de 15 anos	0,48 a 1

Fonte: (BOE, 2019).

Na Colômbia, a vida útil regulatória (VUR) de dutos e compressores é de 20 anos, embora a vida útil física média dos gasodutos seja de 50 anos. Segundo o próprio Regulador (CREG, Metodología de Remuneración de Transporte de Gas Natural, 2021a), a Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), período inferior à vida útil média dos gasodutos de 50 anos. A CREG entende que um gasoduto demanda investimentos ao longo de sua vida útil física para que continue em operação.

Apesar desse entendimento, na Resolução nº 175/2021, além de reconhecer na base tarifária o valor eficiente dos investimentos executados para manter o serviço e o ativo em operação, (CREG, 2021b) optou por reconhecer também um custo de oportunidade para manter em funcionamento os ativos totalmente depreciados (RVUN), do ponto de vista regulatório, calculado, para cada ativo que tenha cumprido a VUR, conforme a equação abaixo.

$$\left\{ \begin{array}{l} RVUN = VP((IE_t \times PA) \times TAD, Tkc, n) \\ TAD = \left( \frac{\frac{ke_{cop_\tau} + 1}{1 - Tx} + 1}{\pi_{cop_\tau} + 1} - 1 \right) \times \frac{We_{\alpha,\tau}}{We_{\alpha,\tau} + Wd_{\alpha,\tau}} \end{array} \right.$$

Em que,

$RVUN$  é o custo de oportunidade para manter em operação o ativo que cumpriu o prazo de VUR.

$IE_t$  é o valor do investimento existente que está sujeito ao reconhecimento de um custo de oportunidade.

$PA$  é a constante de ponderação correspondente ao valor de 69,8%.

$TAD$  é o custo de oportunidade associado ao risco do ativo no negócio para um ativo que já cumpriu a VUR.

$Tkc$  é a taxa média de custo de capital, real antes dos impostos, remunerada pelos serviços de capacidade através de encargos fixos.

$n$  é o prazo para desconto do fluxo: 20 anos.

$ke_{cop_\tau}$  é o custo de capital próprio em pesos correntes da atividade  $\alpha$ , no momento  $\tau$ .

$Tx$  é a taxa geral de imposto de renda para pessoas jurídicas, no momento  $\tau$ .

$\pi_{cop_\tau}$  é a expectativa de inflação no momento  $\tau$ .

$We_{\alpha,\tau}$  é a ponderação para o custo de capital próprio da atividade  $\alpha$ , no momento  $\tau$ .

$Wd_{\alpha,\tau}$  é a ponderação do custo da dívida da atividade  $\alpha$ , expressa como a razão entre a dívida e o capital total, no momento no momento  $\tau$ .

Diante do exposto, propõe-se que, para além do reconhecimento na base tarifária do valor eficiente dos investimentos executados para manter o serviço e o ativo em operação, seja considerada uma remuneração para ativos totalmente depreciados, praticada por outros reguladores e que incentiva a modicidade tarifária, uma vez que evita a antecipação de novos ciclos de investimento e promove o aproveitamento eficiente de ativos ainda plenamente operacionais.

### **3. RECONHECIMENTO DOS IMPACTOS DO GASDUC III E GASPAJ NA REVISÃO TARIFÁRIA DO CICLO 2026-2030**

#### Proposta ANP:

A ANP limita a análise de valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) aos ativos vinculados ao contrato cujo vencimento ocorre em 31/12/2025, não abrangendo os ativos associados aos contratos legados com término próximo ao final do Ciclo Tarifário 2026-2030, quais sejam: GASPAJ, com encerramento em 14/01/2030, e GASDUC III, com final em 11/11/2030.

#### Considerações Siglasul:

Na Revisão Tarifária Periódica (RTP) é calculada a Receita Máxima Permitida (RMP) que reequilibra a prestação de serviços de transporte de gás natural até a próxima RTP, durante o período chamado de ciclo tarifário<sup>2</sup>, e garante

---

<sup>2</sup> Durante o ciclo tarifário a cada ano é aplicado reajuste tarifário anual, que consiste numa atualização monetária da tarifa, permitindo a manutenção do poder de compra do prestador de serviços.

a remuneração adequada dos investimentos prudentes e o repasse dos custos operacionais eficientes. A nova tarifa de equilíbrio é dada pelo valor que multiplicado pelo volume anual projetado zera o Valor Presente Líquido (VPL) do fluxo de caixa do ciclo tarifário, considerando a taxa de remuneração definida. Dentro da abordagem *Forward Looking* adotada pela ANP a receita de equilíbrio econômico-financeiro (RMP) corresponde ao fluxo de caixa composto por variáveis projetadas (por exemplo custos operacionais e investimentos) para todos os 5 anos do ciclo tarifário, que nesta Revisão Tarifária compreende o período entre janeiro de 2026 e dezembro de 2030.

Considerando que os contratos GASPAJ e GASDUC III possuem conclusão prevista antes do término do ciclo tarifário de 2026-2030, de modo a assegurar a adequada previsibilidade das tarifas para o ano de 2030, o Regulador deve considerar a incorporação dos custos e remuneração adequada dos ativos desses contratos por meio da Receita Máxima Permitida (RMP), para o período após o seu término. Caso tais ativos não sejam considerados neste ciclo tarifário haveria um desalinhamento temporal entre o reconhecimento regulatório dos ativos e a data em que estes contratos bilaterais se encerram, o que implicaria em subdimensionamento da receita permitida auferida pela transportadora no ciclo tarifário 2026–2030.

Portanto, propõe-se que nesta revisão tarifária seja considerada de forma proporcionalizada a RMP referente a esses contratos para o período entre 15/01/2030 e 31/12/2030 para o GASPAJ e 12/11/2030 até 31/12/2030 para o GASDUC III.

#### **4. TRATAMENTO DOS INVESTIMENTOS INCORRIDOS E NÃO REMUNERADOS**

##### Proposta ANP:

A ANP propõe a consideração do método do Custo de Reposição Novo (CRN) para a determinação da Base Regulatória de Ativos (BRA) da TAG e da NTS. Na avaliação inicial da BRA por meio do CRN, a ANP utilizou dezembro de 2025 como marco temporal para o cálculo da depreciação, considerando a data de entrada em operação de cada instalação conforme a autorização concedida pela própria Agência.

O Regulador optou por glosar a maior parte dos investimentos de 2025 enquadrados como *Sustaining Capex*, aprovando apenas, de forma condicionada, aqueles relacionados à adequação de Classe de Locação, sujeitos à devida comprovação técnica e regulatória. Além disso, para os anos anteriores, o Regulador não realizou uma análise sobre os investimentos incorridos após a entrada dos novos acionistas (TAG em junho de 2019 e NTS em abril de 2017) e que ainda não foram remunerados.

##### Considerações Siglasul:

O *Sustaining Capex* (Capex Incremental) corresponde aos investimentos destinados à reposição, reforma, modernização e melhoria de ativos existentes, sendo fundamental para garantir a continuidade operacional, a

confiabilidade, a segurança da prestação do serviço, a extensão da vida útil dos ativos e o atendimento à requerimentos de órgãos reguladores/ambientais. Também devem ser considerados como Capex incremental aqueles investimentos voltados para as adaptações necessárias ao novo marco regulatório/abertura de mercado. Em setores caracterizados como monopólios naturais, como o transporte de gás natural, esses investimentos desempenham papel essencial na manutenção da integridade dos ativos, na preservação da capacidade operacional e no prolongamento da vida útil da infraestrutura. Além disso, tais investimentos frequentemente incorporam tecnologias mais modernas, materiais mais duráveis e soluções de engenharia mais eficientes, o que faz com que não se limitem à simples reposição de componentes deteriorados.

Entre os exemplos típicos de *Sustaining Capex* no setor de transporte de gás natural estão o *overhaul* de compressores e válvulas, a substituição de trechos de gasodutos com desgaste ou danos, a implementação de sistemas mais avançados de monitoramento e controle do fluxo de gás, a instalação de sistemas de detecção de vazamentos e melhorias em segurança operacional, bem como intervenções voltadas à proteção contra corrosão, como inspeções, revestimentos e proteção catódica. Essas ações contribuem diretamente para a redução de falhas, aumento da eficiência operacional e manutenção da prestação do serviço de forma segura e contínua, além de, em muitos casos, postergarem a necessidade de substituição integral dos ativos.

Diante dessas características, os investimentos em *Sustaining Capex* devem ser reconhecidos na Base Regulatória de Ativos, permitindo que a transportadora receba a remuneração do capital investido e a recuperação desses valores por meio da depreciação regulatória. Essa depreciação deve ser tratada de forma individualizada, refletindo adequadamente o fluxo de serviços prestados por cada ativo ou melhoria incorporada. Caso tais investimentos não sejam reconhecidos, isso pode induzir a comportamentos ineficientes, como a substituição prematura de infraestruturas ainda plenamente funcionais ou o progressivo sucateamento de ativos que permanecem operacionais.

A incorporação de investimentos dessa natureza é consistente com as melhores práticas regulatórias. A Australian Energy Regulator (AER), por exemplo, que adota o método de Custo de Reposição Novo (CRN), considera investimentos em *Replacement Capex* (REPEX) (AER, 2013). Esses investimentos são responsáveis por manter a integridade operacional dos ativos, conforme evidenciado no caso do *Roma to Brisbane Gas Pipeline*, no qual se prevê inclusive uma rubrica de REPEX destinada especificamente à gestão da integridade dos gasodutos (AER, 2017). Adicionalmente, destaca-se o caso da empresa APA VTS, que opera gasodutos desde 1969. Para manter a integridade dos gasodutos, que incluem ativos com vida útil expirada, no ciclo regulatório de 2023 a 2027, a transportadora possui investimentos incrementais para inspeções internas periódicas para identificar defeitos e realizar reparos preventivos antes de falhas (AER, 2021). Dessa forma, a transportadora consegue garantir a continuidade operacional dos ativos.

Outro exemplo relevante é o da ANEEL, reguladora do setor elétrico, que também adota o método do CRN. De acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE): **“sempre que um bem sofrer reparo, reforma ou transformação que resulte na alteração de sua vida útil, o valor correspondente pode ser incorporado ao ativo, desde que respaldado por laudo técnico que comprove essa condição. Nesses casos, a vida útil do bem é reiniciada, observando-se as taxas de depreciação regulatórias vigentes.”** Como consequência, há um aumento tanto da base bruta quanto da base líquida da empresa com a entrada desses investimentos, que passam a ter tratamento individualizado e podem inclusive alterar a vida útil global dos ativos.

No segmento de distribuição de energia elétrica, a ANEEL exige que as concessionárias encaminhem, anualmente, as informações sobre os investimentos realizados e previstos no Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD), devidamente classificados nas categorias de expansão, renovação e melhoria. Os investimentos enquadrados como melhoria são caracterizados pelo Regulador como intervenções voltadas exclusivamente ao aprimoramento da qualidade e da confiabilidade do sistema de distribuição (ANEEL, 2022a). O reconhecimento desses investimentos repercute no incremento da base bruta, na evolução da depreciação e no montante da base líquida remanescente.

No segmento de transmissão de energia elétrica, a ANEEL reconhece investimentos em melhorias e reforços de forma individualizada, incorporando-os à base de remuneração e refletindo seus efeitos na depreciação e na receita regulatória ao longo do tempo. De acordo com o Módulo 3 – Instalações e Equipamentos das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica<sup>3</sup>, as melhorias e os reforços são definidos como:

*“2.4 MELHORIA é o investimento, conforme Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, relacionado à **substituição ou reforma de ativos** em **INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO** existentes no ativo imobilizado em serviço da transmissora **visando manter a prestação de serviço adequado** de transmissão de energia elétrica, conforme disposto na Lei n° 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.*

*2.5. REFORÇO é a instalação, substituição ou recapitação de ativos em **INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO** existentes, ou a adequação destas instalações, para **aumento de capacidade** de transmissão, de confiabilidade do SIN ou para conexão de **ACESSANTE**.”*

Esses investimentos são registrados com suas próprias vidas úteis e trajetórias de depreciação, conforme evidenciado na planilha “LISTA ATIVOS (IDADE MÉDIA).xlsx” disponibilizada pela ANEEL na Consulta Pública nº

---

<sup>3</sup> ANEEL (2023), Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, Módulo 3 – Instalações e Equipamentos das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica.

31/2023<sup>4</sup>. Isso mostra que intervenções realizadas após a entrada em operação dos ativos principais continuam gerando valor econômico e devem ser devidamente consideradas na BRA.

Portanto, **dado que os investimentos incorridos após a entrada dos novos acionistas e não remunerados não foram considerados no laudo de avaliação de ativos da KPMG de CRN**, como pode ser verificado nos relatórios de fevereiro/2025, emitidos pela KPMG para NTS e TAG:

*“É importante mencionar que a verificação física de máquinas e equipamentos é feita de forma visual, portanto, uma análise mais aprofundada de desgaste não foi realizada.”*

e, considerando o tempo hábil para realizar avaliação desses ativos até o encerramento da Revisão Tarifária, **o mais adequado seria considerar a valoração do CRN com base nos valores disponibilizados no laudo da KPMG e o CHCI para os investimentos incorridos e não remunerados** com base nos valores que constam nos registros contábeis e na proposta tarifária das transportadoras disponibilizadas na Consulta Pública nº 08/2025 para o período após a entrada dos atuais acionistas, adicionados os investimentos incorridos em 2025. Esses investimentos devem ser incorporados à BRA pelo seu valor bruto em janeiro de 2026 e descontada a depreciação a partir desta data. Considerando que tais investimentos ainda não foram objeto de remuneração e reintegração de capital, o processo de depreciação regulatória correspondente deve ser iniciado apenas a partir desse ciclo tarifário.

Ressalta-se que, a abordagem híbrida utilizando os métodos de CRN e CHCI já foi aplicada por outros reguladores como no caso da Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (ARSESP) na 3ª Revisão Tarifária Ordinária da Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo (SABESP). A ARSESP adota a abordagem de *Rolling Forward* para mensuração da base de ativos, em que a base blindada da SABESP corresponde à Base Regulatória de Ativos (BRA) definida na 2ª RTO (até junho de 2016), enquanto a base incremental contempla os ativos incorporados entre julho de 2016 e junho de 2019 (ARSESP, 2020). A base blindada foi avaliada pelo método do CRN, ao passo que a base incremental foi mensurada pelo CHCI. No âmbito dessa base incremental apurada pelo CHCI, a ARSESP também incorpora o conceito de *retrofit* de ativos operacionais, desde que comprovada a restauração de sua vida útil a um patamar equivalente ao de um equipamento novo. De acordo com a Agência, o ativo submetido a *retrofit* deve ser registrado com um novo número de imobilizado (ARSESP, 2023).

---

<sup>4</sup>[https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p\\_auth=TP2zqrWr&p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=1&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&\\_participacaopublica\\_WAR\\_pa](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=TP2zqrWr&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_pa)

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante do exposto, para aprimoramento da metodologia de cálculo da Base Regulatória de Ativos (BRA) **recomendamos os seguintes ajustes: (i) que seja considerada remuneração para ativos totalmente depreciados; (ii) inclusão da Receita Máxima Permitida (RMP) dos ativos referentes aos contratos que se encerram no último ano do ciclo tarifário; e (iii) reconhecimento dos investimentos incorridos após a entrada dos atuais acionistas e não remunerados.**

A remuneração para ativos totalmente depreciados é praticada por outros reguladores e incentivaria a modicidade tarifária, uma vez que evitaria a antecipação de novos ciclos de investimento e promoveria o aproveitamento eficiente de ativos ainda plenamente operacionais.

Outro ponto a ser considerado é a inclusão da Receita Máxima Permitida (RMP) dos ativos relacionados aos contratos GASPAJ e GASDUC III de forma proporcionalizada no último ano do fluxo de caixa. Dado que esta revisão tarifária compreende o cálculo da receita de equilíbrio econômico-financeiro para o ciclo tarifário de janeiro de 2026 a dezembro de 2030 calculada por um fluxo de caixa com abordagem *Forward Looking*, que deve compreender os custos e investimentos projetados para os próximos cinco anos, sendo necessário incorporar a RMP referente aos períodos entre 15/01/2030 e 31/12/2030 para o GASPAJ e 12/11/2030 até 31/12/2030 para o GASDUC III.

Em relação aos investimentos incorridos e não remunerados, trata-se essencialmente de *Sustaining Capex* (Capex Incremental) que resultam em aumento da vida útil, aumento da confiabilidade, aumento da eficiência operacional ou atendimento de requerimento de órgãos reguladores/ambientais. Também devem ser considerados como Capex incremental aqueles investimentos voltados para as adaptações necessárias ao novo marco regulatório/abertura de mercado. O reconhecimento desses investimentos na BRA mesmo quando considerado o método de Custo de Reposição Novo (CRN) para os ativos iniciais é prática comum de outros reguladores como, por exemplo, aplicado pela AER no setor de transporte de gás natural na Austrália e pela ANEEL nos setores de distribuição e transmissão de energia elétrica. Logo, a sua não incorporação à BRA gera desalinhamento entre a infraestrutura efetivamente existente e aquela considerada para fins de remuneração regulatória. Dado que tais investimentos ainda não foram objeto de remuneração e reintegração de capital, devem ser incorporados à BRA pelo valor bruto em janeiro de 2026, com a depreciação contabilizada a partir dessa data.

Considerando que esses investimentos realizados após a entrada dos atuais acionistas e não remunerados, não foram contemplados nos laudos de avaliação de ativos elaborados pela KPMG com base no método de CRN, e diante da limitação de prazo para a realização de nova avaliação desses ativos até a conclusão da Revisão Tarifária, mostra-se mais apropriado considerar a valoração pelo CRN com base nos valores apresentados nos laudos da KPMG e o CHCI para os investimentos efetuados após a entrada dos novos acionistas e que ainda não foram objeto de

remuneração. Trata-se de uma solução metodológica híbrida que encontra precedentes em experiências regulatórias de outros setores, como no caso aplicado pela ARSESP para a SABESP.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AER. (2013). Fonte: <https://www.aer.gov.au/system/files/Fact%20sheet%20-%20Indexation%20of%20the%20regulatory%20asset%20base.pdf>
- AER. (11 de 2017). Fonte: FINAL DECISION: [https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20-%20Overview%20-%20November%202017\\_7.pdf](https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20-%20Overview%20-%20November%202017_7.pdf)
- AER. (12 de 2021). Fonte: [https://www.aer.gov.au/system/files/APA%20VTS%20-%20Access%20Arrangement%202023-27%20-%20Business%20Case%20258%20-%20Pipeline%20Integrity%20-%20December%202021.pdf?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.aer.gov.au/system/files/APA%20VTS%20-%20Access%20Arrangement%202023-27%20-%20Business%20Case%20258%20-%20Pipeline%20Integrity%20-%20December%202021.pdf?utm_source=chatgpt.com)
- AER. (2026). Fonte: ABOUT US: <https://www.aer.gov.au/about>
- ANEEL. (2018). Fonte: [https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&p](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&p)
- ANEEL. (03 de 03 de 2022a). Fonte: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/plano-de-desenvolvimento-da-distribuicao>
- ANP. (03 de 2026). Fonte: NOTA TÉCNICA Nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ: [https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-03-2026/sei\\_5732887\\_nota\\_tecnica\\_7.pdf](https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-03-2026/sei_5732887_nota_tecnica_7.pdf)
- ANP. (2026). *NOTA TÉCNICA Nº 8/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ*. Fonte: [https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-03-2026/sei\\_5733157\\_nota\\_tecnica\\_8.pdf](https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-03-2026/sei_5733157_nota_tecnica_8.pdf)
- ARSESP. (07 de 2020). Fonte: NT.F-0043-2020: [https://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/NT\\_SABESP\\_CP05-2020.pdf](https://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/NT_SABESP_CP05-2020.pdf)
- ARSESP. (2023). Fonte: [https://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/Nota\\_Tecnica\\_0017022512.pdf](https://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/Nota_Tecnica_0017022512.pdf)
- BOE. (2019). Fonte: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia: BOE. (2019). Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Espanha: Boletín Oficial del Estado. Acesso em 07 de julho de 2025, disponível em <https://www.boe.es/eli/es/cir/2019/12/05/5>
- CEER. (2019). *Regulation and Benchmarking Work Stream. Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks.* .

CREG. (2021a). Fonte: Metodología de Remuneración de Transporte de Gas Natural:  
[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/pdf/doc\\_creg\\_0143a\\_2021.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/pdf/doc_creg_0143a_2021.pdf)

CREG. (2021b). Fonte: Resolución 175 de 2021:  
[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0175\\_2021.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0175_2021.htm)

FERC. (1999). Fonte: Cost of service manual. Estados Unidos da América: Federal Energy Regulatory Commission:  
<https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-08/cost-of-service-manual.pdf>

FERC. (1999). *Cost of service manual. Estados Unidos da América: Federal Energy Regulatory Commission.* Fonte:  
<https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-08/cost-of-service-manual.pdf>

OXERA. (2019). *Incentive Regulation and Benchmarking Work Stream. Incentive Regulation and Benchmarking Work Stream.* .