
Valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA)
das transportadoras de gás natural por dutos no
Brasil para o ciclo tarifário 2026-2030.

FGV CERI

CONTRIBUIÇÃO À CP 03/2026

Pesquisa sobre a Metodologia RCM, Benchmarks nacional/intersectorial e
Internacional

Análise Crítica (Prós e Contras) – Aplicabilidade do RCM

03 de abril de 2026

Sumário

1. Sumário Executivo e resumo da contribuição.....	4
2. Introdução e Contexto.....	6
3. O caso australiano e a metodologia RCM.....	7
3.1. a metodologia rcm.....	7
3.2. estado da arte e aplicação no caso australiano.....	9
3.3. Problemas e dificuldades na implementação e os casos concretos existentes na austrália.....	10
4. A metodologia rcm e a compatibilidade com princípios regulatórios.....	13
4.1. previsibilidade e segurança.....	13
4.2. estabilidade.....	15
4.3. eficiência.....	15
4.4. incentivos ao investimento.....	17
4.5. avaliação retrospectiva da base regulatória e consistência regulatória com precedentes da ANP.....	18
5. Mapa de riscos.....	20
5.1. Riscos Técnicos/Bases de dados.....	20
5.2. Riscos regulatórios.....	20
5.3. Riscos jurídicos.....	21
6. Análise de <i>Benchmark</i> intersetorial e Nacional.....	21
6.1. aneel.....	22
6.2. sabesp/arsesp.....	25
6.3. sanepar/agepar.....	26
6.4. copasa/arsae.....	29
6.5. COMGÁS/ARSESP.....	30
7. Análise de <i>Benchmark</i> Internacional.....	32
7.1. França.....	32
7.2. Reino Unido.....	34
7.3. Itália.....	36
7.4. alemanha.....	37
7.5. Portugal.....	39
7.6. Áustria.....	40
7.7. Hungria.....	41
7.8. espanha.....	42
7.9. tratamento de ativos incrementais para fins de inclusão na base de ativos no continente europeu - acer.....	44

8. conclusões e recomendações	46
9. Referências Bibliográficas	49

1. SUMÁRIO EXECUTIVO E RESUMO DA CONTRIBUIÇÃO

Neste relatório apresentamos uma avaliação acerca da metodologia RCM, bem como análises de benchmark internacional e nacional com relação a metodologias para valoração da Base Regulatória de Ativos. Adicionalmente, identificamos as vantagens, limitações, riscos e condições de aplicabilidade do RCM em setores regulados e com foco no segmento de transporte de gás natural por dutos no Brasil.

Abaixo listamos nossos principais achados e contribuições à CP 03/2026:

- A implementação do método RCM é dependente de uma contabilidade mais granular, o que não é caso dos ativos brasileiros. Não é possível a reprodução de um histórico confiável.
- O método não foi implementado na Austrália para ativos regulados e, sim, para fins de arbitragens e acordos bilaterais entre transportadores e carregadores.
- O método foi analisado em apenas dois casos conhecidos – o Tasmanian Gas Pipeline (2018) – sendo alvo de críticas por consultores e pesquisadores do país, e o Carisbrook to Horsham Pipeline (2021), sendo este o único caso em que o método foi efetivamente aplicado.
- Os resultados do primeiro caso concreto indicam uma direção contrária ao desejado pela “Part 23” das *National Gas Rules* – NGR australianas: ausência de efeitos em competição e problemas com relação a ativos historicamente subutilizados. Já o segundo caso apresentou-se mais alinhado ao objetivo de efeitos em competição, de acordo com a “Part 23”.
- Não há evidência de outros países ou casos que façam utilização de metodologia similar. A maioria das jurisdições dentro da amostra sob avaliação faz uso do Custo de Reposição Novo; outras utilizam o custo histórico contábil.
- Não há precedentes dentro do próprio histórico da ANP, tendo em vista o caráter retrospectivo da metodologia RCM e o princípio de isonomia no tratamento regulatório.

- Não há evidência de casos intersetoriais e/ou nacionais, em outras infraestruturas, com metodologias semelhantes. Todos os casos estudados fazem uso do Custo de Reposição Novo/Valor Novo de Reposição ou Custo Histórico Corrigido.
- A análise de benchmark realizada evidencia a importância de reconhecerem-se adequadamente investimentos incrementais em reforços de confiabilidade/extensão de vida útil/aumento do desempenho e respectiva compatibilidade com a metodologia do CNR, além de prática consolidada local e internacional acerca da blindagem da BRA.
- O RCM e sua implementação de forma abrupta poderiam violar e ou ir em direção contrária aos princípios regulatórios da previsibilidade, estabilidade, modicidade/eficiência e incentivos ao investimento.
- Uma avaliação retrospectiva da base regulatória, conforme preconizado pelo método RCM, não seria consistente com o próprio conceito de ciclo/revisão tarifária, além de induzir uma maior insegurança jurídica.

2. INTRODUÇÃO E CONTEXTO

A RESOLUÇÃO ANP Nº 991, DE 2 DE JANEIRO DE 2026, estipulou situações nas quais a Base Regulatória de Ativos (BRA) pode ser valorada por métodos diferentes dos bem conhecidos “Custo Histórico Corrigido pela Inflação” (CHCI) e “Custo de Reposição Novo” (CRN).

Em particular, para casos de ativos nos quais vigoram tarifas negociadas entre partes, abriu-se a possibilidade de uso do “Método de Capital Recuperado” (Recovery Capital Methodology” - RCM), o qual consiste no valor dos ativos resultante da aplicação da metodologia de valoração do capital efetivamente investido, descontado o retorno do capital pelo transportador.

O método RCM (Recovery Capital Methodology) é de uso conhecido na Austrália e, deste modo, é importante avaliar a aplicabilidade de tal metodologia no contexto brasileiro.

Destaca-se que, em consulta pública aberta em 04 de março de 2026, para obter contribuições sobre as determinações regulatórias relativas à valoração da BRA, aos Planos de Investimentos e aos custos operacionais das transportadoras de gás natural referentes ao Ciclo Tarifário 2026–2030 (“CP ANP 03/2026”) e nas notas técnicas respectivas, a ANP não apresenta cálculos e ou propostas relativas ao método RCM, devido a indisponibilidade de dados. No entanto, a agência deixa em aberto a possibilidade de consideração do método caso os dados em questão sejam disponibilizados no curso das discussões.

Assim, apresentamos neste documento os resultados das pesquisas realizadas pelo FGV CERI acerca de metodologias para valoração da Base Regulatória de Ativos para o transporte de gás natural por dutos no Brasil. Este relatório foca nas principais características, pontos de atenção e fraquezas da metodologia RCM, bem como numa análise de benchmark internacional mais ampla e comparação com práticas de outros setores regulados.

Apresentamos também uma análise dos principais riscos envolvidos na implementação do método e questões com relação a sua aplicabilidade dentro do contexto brasileiro.

3. O CASO AUSTRALIANO E A METODOLOGIA RCM

3.1. A METODOLOGIA RCM

De acordo com Losekann et al (2026), o RCM tem por objetivo estimar o valor dos ativos por meio do capital investido no gasoduto que ainda não foi recuperado ao longo de sua vida operacional.

O objetivo do regulador australiano era conferir maior transparência ao processo de valoração de ativos e avaliar se os preços negociados estavam alinhados aos custos econômicos incorridos, reduzindo, assim, assimetrias de informação e o poder de barganha dos proprietários de gasodutos não regulados.

Para tal, o valor da base de ativos em um determinado ano “t” corresponde ao custo original de construção do gasoduto, acrescido dos investimentos (capex) realizados após o início de sua operação, e deduzido do capital já recuperado e das alienações de ativos (equação 1).

$$\begin{aligned} \text{Valor da Base de ativos}_t &= \text{Custo de Construção}_0 \\ &+ \sum_{i=1}^t \text{Capex}_i - \text{Retorno do Capital}_t - \sum_{i=1}^t \text{Alienações de Ativos}_i \end{aligned}$$

Equação 1 – Valor da Base de Ativos

Um elemento crucial da metodologia é o dito “Retorno do Capital” (Return of Capital), que constitui uma estimativa de rentabilidade acumulada com base no histórico contábil da operação (equação 2).

Retorno do Capital_t

$$\begin{aligned} &= \sum_{i=1}^t \text{Receita}_i \\ &- \left[\sum_{i=1}^t \text{Opex}_i \right. \\ &\left. + \sum_{i=1}^t \text{Retorno sobre o Capital}_i + \sum_{i=1}^t \text{Obrigações Fiscais Líquidas}_i \right] \end{aligned}$$

Equação 2 – Retorno do Capital

O “Retorno do Capital” constitui, portanto, a rentabilidade efetivamente auferida pelos investimentos; já o “Retorno sobre o Capital” (Return on Capital) diz respeito à uma remuneração de referência, calculada a partir da aplicação de uma taxa de retorno de mercado (o custo de capital) sobre o valor do ativo no ano em questão.

Em situações nos quais a receita auferida no ano “t” excede a soma dos custos (custos operacionais, retorno sobre o capital e das obrigações fiscais líquidas), esse excedente é interpretado como amortização do capital investido. O valor dos ativos, assim, é reduzido, diminuindo a base para o período subsequente.

Caso contrário, quando a receita é inferior aos custos - situação comum nos primeiros anos de operação, quando a demanda ainda é reduzida – o Retorno do Capital assume valor negativo. Nessa situação, a parcela do capital que não foi recuperada é incorporada ao valor da base de ativos, elevando-se o valor a ser recuperado nos períodos futuros.

Portanto, é fácil perceber que a aplicação do método somente é possível com a existência de demonstrativos contábeis e financeiros num nível de granularidade adequado – este grau de abertura simplesmente não existe para o período anterior ao início de operação das transportadoras TAG e NTS, época em que a presença da Petrobras era ainda mais significativa e onde as informações contábeis não segregavam as atividades mais competitivas daquelas com características de monopólio natural.

É importante também lembrar a confusão societária que caracterizava a gestão dos ativos que, mesmo após o início de operação das transportadoras (TAG e NTS), possuíam lógica de remuneração difusa das tarifas previstas nos GTAs, sendo a maior parte dos ativos alocados na TAG, e parte diretamente registrada no balanço da Petrobras. No caso da NTS, por exemplo, o ajuste só ocorreu a partir de outubro de 2016, quando a Petrobras concluiu a reorganização societária para atribuir à NTS os ativos da região sudeste, desvinculando seus ativos do Consórcio Malhas. Ao mesmo tempo foi concedida autonomia operacional para a NTS, com suas receitas sendo baseadas nas tarifas dos contratos legados – esta ação tinha por objetivo viabilizar a venda da empresa.

Este histórico reforça, portanto, o quão seria difícil determinar receitas, custos, despesas e investimentos de CAPEX, em particular para o período entre 2006-outubro/2016 e com base em dados contábeis rastreáveis e auditados.

Outro ponto de atenção diz respeito ao “Retorno sobre o Capital” - este parâmetro teria que ser estimado de maneira retroativa, procedimento que introduziria ainda mais ruídos dentro do complexo processo de revisão tarifária das companhias.

3.2. ESTADO DA ARTE E APLICAÇÃO NO CASO AUSTRALIANO

O transporte de gás natural na Austrália opera sob uma distinção fundamental entre duas categorias de infraestrutura: os Gasodutos Regulados (*Scheme Pipelines*), sujeitos à regulação usual de monopólio natural e os gasodutos não regulados (*Non-Scheme Pipelines*), que operam com condições e preços negociados entre as partes.

Na teoria, os *Non-Scheme Pipelines* operariam em um ambiente liberalizado, no qual as condições de acesso e os preços são negociados bilateralmente entre o transportador e o carregador, sem definição *ex ante* de tarifas reguladas.

Em 2016, no entanto, identificou-se um significativo poder de mercado dos operadores de gasodutos não regulados, como consequência de uma potencial assimetria de informação entre as partes – os carregadores e outros usuários não teriam condições de avaliar se os preços praticados refletiam eficiência econômica ou se estariam associados a capturas de renda associadas ao poder de mercado das transportadoras.

Como tentativa de solucionar esta potencial falha de mercado, introduziu-se a “Parte 23 das Regras Nacionais de Gás” (*National Gas Rules – NGR*) em 2017, exigindo que os operadores publicassem informações financeiras detalhadas, incluindo uma valoração dos ativos baseada no Método do Capital Recuperado (RCM), estabelecido na regra 569(4)(b) das NGR.

A implementação do RCM deveria fornecer aos usuários uma referência informacional sobre o grau de recuperação do investimento original. Se um gasoduto já tivesse gerado receitas suficientes para pagar o investimento inicial, isso sinalizaria aos usuários que os preços de acesso são excessivos, atenuando a assimetria de informação no mercado (Losekann et al, 2026).

De maneira geral, a exigência da divulgação de um conjunto amplo de informações foi vista como um controle excessivo pelos operadores de gasodutos não regulados da Austrália e pesquisadores locais apontaram, desde o início de sua utilização, que o método não seria capaz de cumprir com os objetivos esperados para a “Parte 23”(Morton & Rodgers, 2020).

Neste sentido, a partir de uma reforma realizada em março de 2023, a Parte 23, que introduziu o RCM, foi substituída pela Parte 10[1]. Nesta nova regra, a *National Gas Rules* não menciona diretamente o RCM, mas mantém a lógica de valoração de ativos com o capital recuperado na negociação de acesso a gasodutos não regulados (*Non-Scheme pipelines*). **É importante o destaque a este aspecto: em nenhum momento a metodologia foi aplicada para a valoração de ativos regulados, para fins de determinação de tarifas para monopólios naturais.**

3.3. PROBLEMAS E DIFICULDADES NA IMPLEMENTAÇÃO E OS CASOS CONCRETOS EXISTENTES NA AUSTRÁLIA

De acordo com Morton & Rodgers (2020) a introdução das disposições sobre divulgação de informações e arbitragem na Parte 23 das Regras Nacionais de Gás da Austrália, em agosto de 2017, resultou na adoção de uma metodologia inadequada de avaliação de ativos.

De acordo com os autores, o RCM é incompatível com a formação de preços em mercados competitivos, conceito fundamental para o objetivo da Parte 23. A adoção do RCM na ocasião estaria mais relacionada a uma necessidade política e regulatória de curto prazo, do que com relação a geração de sinais de preço adequados para facilitar futuros investimentos e incentivar o uso de gasodutos de transporte no país.

O objetivo prescrito na Parte 23 das Regras Nacionais de Gás (NGR) seria facilitar o acesso a serviços de gasodutos não abrangidos pelo regime em termos razoáveis, o que se entende por

preços e outras condições que, na medida do possível, reflitam os resultados de um mercado competitivo viável.

Neste sentido, a Parte 23 (Divisão 4) estabeleceu um processo de arbitragem para resolver quaisquer disputas de acesso que surgiriam em relação aos serviços desses gasodutos. Não havia a prescrição de uma metodologia de avaliação de ativos a ser aplicada, de modo que o “valuation” deveria ser determinado por meio de uma técnica de avaliação de ativos que fosse consistente com o objetivo de um mercado competitivo viável – em caso de inconsistência com tal objetivo, deveria ser implementado o Método de Recuperação de Capital (RCM).

As características do RCM, por outro lado, não apresentam uma associação adequada com a ideia de “refletir preços” num mercado competitivo. Conforme já explicitado, a abordagem é baseada em custos, partindo-se dos valores iniciais de construção do gasoduto, os quais são então ajustados para refletir as receitas líquidas históricas. Esse ajuste de receita visa refletir a extensão da recuperação da base de capital do gasoduto desde a sua data de construção, com base na rentabilidade passada. Essa característica do modelo, “backward-looking”, baseada na receita líquida histórica é incomum mesmo na prática regulatória australiana. [O aprelçamento regulatório, em geral, é prospectivo \(forward-looking\), sendo a recuperação da receita histórica irrelevante para o estabelecimento do valor da base regulatória de ativos \(Morton & Rodgers, 2020\).](#)

Portanto, a análise retrospectiva, conforme previsto pelo RCM, contraria o funcionamento normal de mercados competitivos viáveis, nos quais os participantes tomam decisões com base no custo de oportunidade (a melhor alternativa sacrificada), um conceito inerentemente prospectivo.

Adicionalmente, as diferenças entre os retornos esperados (e incertos) do investimento e os retornos reais não podem ser facilmente conciliadas - o retorno sobre o investimento originalmente exigido para ser aplicado ex post seria realmente próximo de um custo médio ponderado de capital estimado retroativamente? Importante destacar que o tema da estimativa do custo de capital sempre envolve longas discussões, dada a imensa gama de possibilidades metodológicas e/ou bases de dados – este nível de ruído seria carregado para o “passado”, num procedimento contrário a boas práticas regulatórias.

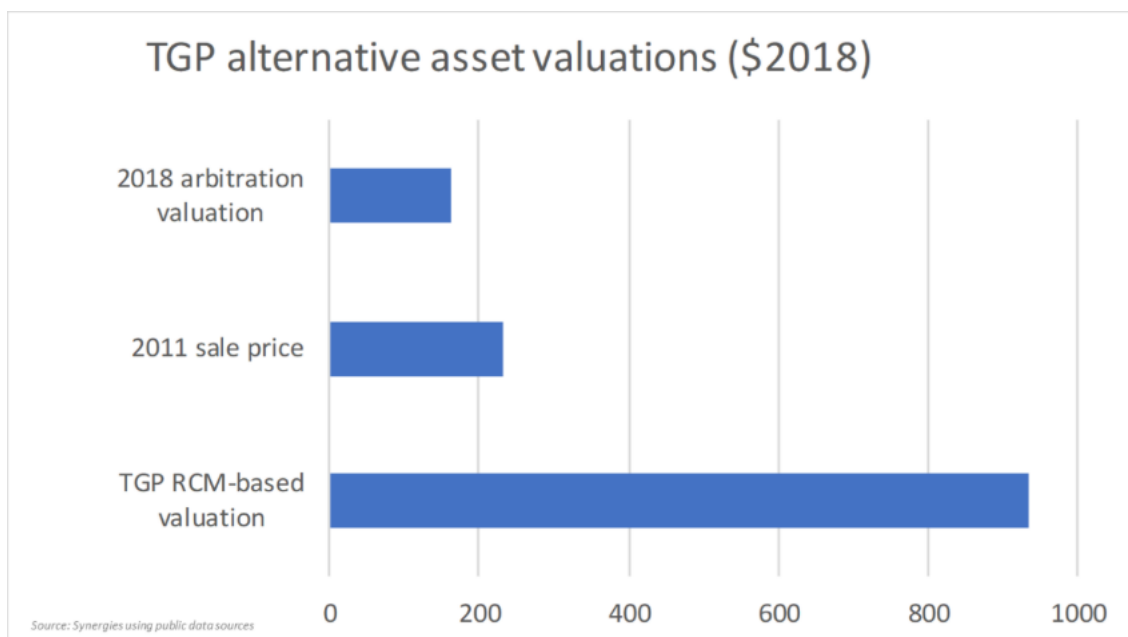
O simples fato de um investimento em um gasoduto, encomendado em um ambiente competitivo viável para o desenvolvimento desta infraestrutura ter obtido retornos melhores (piores) do que o originalmente esperado não é uma base válida para descontar (aumentar) os preços futuros esperados, como sugerido pela aplicação do RCM.

No caso da Austrália, este fato ficou ainda mais evidente em gasodutos que foram significativamente subutilizados desde a sua construção e que, portanto, incorreram em grandes déficits de receita líquida sob o método do RCM, os quais devem ser capitalizados na base de ativos do gasoduto de acordo com essa abordagem.

Um caso concreto relevante é a primeira disputa sob a Parte 23, ocorrida em 2018 envolvendo o Tasmanian Gas Pipeline (TGP). De acordo com Morton & Rodgers (2020) este caso ilustra claramente a inconsistência do RCM como um resultado viável em mercados competitivos.

O gráfico abaixo, retirado de Morton & Rodgers (2020) mostra três resultados de avaliação de ativos disponibilizados publicamente e muito diferentes para o TGP.

Figura 1 – Valuations para o Tasmanian Gas Pipeline. Fonte: Morton & Rodgers (2020)



- O valor mais alto é, de longe, o valor RCM apresentado na declaração de informações da TGP de 2018.
- O segundo valor mais alto é o valor indexado do preço de venda da TGP em 2011.
- O valor mais baixo é o valor da arbitragem comercial entre a TGP e a Hydro Tasmania, decidido em abril de 2018 e descrito pelo árbitro como uma abordagem de "Custo Real Depreciado Modificado".

Vale ressaltar que o custo original de construção do gasoduto em 2002 foi de US\$ 441,2 milhões (valores de 2002) e que, claramente, a avaliação RCM não foi útil para o árbitro. O preço de venda de 2011 está muito mais próximo do valor que o árbitro acabou adotando, pois incorpora a visão de um comprador sobre a demanda futura pelos serviços do gasoduto (em 2011, evidentemente), influenciada pelo potencial de receita esperado do gasoduto na época, particularmente a partir de contratos existentes.

O outro caso concreto existente é o “Carisbrook to Horsham Pipeline”, de janeiro de 2021. Neste caso, o mesmo árbitro que atuou no primeiro caso da TGP adotou o RCM como metodologia de valoração para obter um valor de \$25,77 milhões. Dado o comprimento do duto (183 km) e seu pequeno diâmetro (168 km com 200 mm e 14 km com 100 mm) seria provável que o RCM entregasse um resultado conciliável com o “Custo Real Depreciado” (DAC – Depreciated Actual Cost) segundo o árbitro.

Não havia informações públicas suficientes disponíveis para estimar com precisão qual teria sido o DAC. O árbitro, deste modo, buscou a aplicação de regras “de bolso” dentro do setor, determinando que o valor do ativo estaria dentro de uma faixa razoável de uma provável avaliação via DAC para o gasoduto. Para este caso, o árbitro concluiu que o RCM refletiria o resultado de um mercado viável e competitivo.

4. A METODOLOGIA RCM E A COMPATIBILIDADE COM PRINCÍPIOS REGULATÓRIOS

4.1. PREVISIBILIDADE E SEGURANÇA

De acordo com o “Manual de Boas Práticas Regulatórias” da ANP (2020)¹, temos a definição dos conceitos de previsibilidade e segurança:

“Previsibilidade e segurança – as agências reguladoras, ao constituírem um sistema de transparência e prestação de contas (accountability), também devem se comprometer com a atualização e revisão permanente de suas decisões regulatórias, conforme a disponibilidade de novos dados e informações. Essa é uma iniciativa fundamental à criação de mecanismos e instituições supervisoras da política regulatória. É o que se passa com as AIRs, que também servem como instrumento de

¹ <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/arq/manual-boas-praticas-regulatorias.pdf>

concreção do princípio da previsibilidade regulatória, na medida em que sejam capazes de qualificar, racionalizar e justificar a tomada de decisão e, com isso, gerar estabilidade ao ambiente regulatório.”

Segundo a agência, a opção do RCM foi deixada de lado, ao menos por ora, dada a insuficiência de dados que tornem possível o cálculo associado a metodologia.

É importante destacar que uma AIR, ao menos sob a ótica qualitativa, poderia ter sido realizada com relação ao uso das normas oriundas da Austrália para análise de inclusão de investimentos na base regulatória de ativos das empresas (*NGR rules* e *ERA*), de forma que os seus impactos econômicos, jurídicos e concorrenciais pudessem ter sido objeto de análise mais estruturada, permitindo a comparação transparente entre diferentes metodologias possíveis. A ausência desse instrumento prejudica a legitimidade das decisões tomadas no âmbito regulatório.

Além disso, a implementação do RCM realizada sem a prévia realização de consulta pública e sem garantir aos agentes amplo acesso às informações, estudos e premissas suficientes que lhe serviram de base, comprometeria o atendimento aos requisitos de transparência e participação social. Esses elementos são essenciais para legitimar escolhas metodológicas dessa natureza, sobretudo quando capazes de gerar impactos significativos sobre ativos já existentes.

E mais, a introdução de nova metodologia de valoração da BRA, ainda que formalmente prevista em ato infralegal superveniente, não pode ser utilizada para reavaliar retrospectivamente ativos vinculados a contratos legados. Tal aplicação configuraria forma material de retroatividade regulatória incompatível com os princípios da segurança jurídica.

Os contratos legados gozam de proteção taxativa conferida pelas Leis nº 11.909/2009 e nº 14.134/2021, garantindo a preservação das receitas auferidas. Logo, a transição para o novo modelo tarifário não autoriza um acerto de contas retrospectivo. Por fim, uma avaliação retrospectiva da BRA também carece de sentido econômico, haja visto que revisões tarifárias carregam uma visão prospectiva – a determinação de preços de referência para períodos vindouros (o ciclo tarifário) e que irão ancorar as decisões dos agentes econômicos interessados. Esta visão econômica será melhor detalhada adiante, em seção específica deste capítulo.

Deste modo, a ANP não pode validamente estabelecer nem aplicar metodologia como o RCM sem consulta pública e sem a realização de Análise de Impacto Regulatório sobre o tema, sob pena de não observar a necessária segurança jurídica e a previsibilidade e estabilidade regulatórias.

4.2. ESTABILIDADE

A questão da estabilidade e segurança jurídica também é parte do Manual de boas Práticas Regulatórias da ANP (2020):

*“A segurança jurídica deve inspirar a prática de qualquer ato da administração pública. Em relação ao agente público, o comando vem expresso na Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro (LINDB), alterada pela Lei nº 12.376, de 2010: Art. 23. A decisão administrativa, controladora ou judicial que estabelecer interpretação ou **orientação nova sobre norma de conteúdo indeterminado, impondo novo dever ou novo condicionamento de direito, deverá prever regime de transição quando indispensável para que o novo dever ou condicionamento de direito seja cumprido de modo proporcional, equânime e eficiente e sem prejuízo aos interesses gerais. Art. 30. As autoridades públicas devem atuar para aumentar a segurança jurídica na aplicação das normas, inclusive por meio de regulamentos, súmulas administrativas e respostas a consultas. Parágrafo único. Os instrumentos previstos no caput deste artigo terão caráter vinculante em relação ao órgão ou entidade a que se destinam, até ulterior revisão.**”*

Conforme será explicitado nas análises de benchmark nacional e internacional realizadas neste trabalho e apresentadas adiante, **não há evidência de uso do RCM em ambientes regulados e ou fora da Austrália – estes fatos, por si só, constituem um potencial prejuízo a segurança jurídica do setor.**

4.3. EFICIÊNCIA

O Manual de boas Práticas Regulatórias da ANP (2020) define o princípio da eficiência dentro da prática regulatória como:

*“...uma regulação presumidamente eficiente é aquela capaz de alcançar os melhores resultados com o menor custo social e econômico possível. Para esse fim, concorrem o aperfeiçoamento dos instrumentos regulatórios e o emprego da **metodologia de análise custo-benefício** (cujo escopo, como visto, é a **comparação entre as alternativas regulatórias identificadas**).”*

A ausência de dados, mais uma vez, não permite a realização de uma CBA – *Cost Benefit Analysis* que inclua a metodologia RCM. Deste modo, podemos considerar que não se trata de uma alternativa regulatória, uma vez que a comparação quantitativa com o CHCI e o CRN não é possível, sob qualquer ângulo que se deseje.

É importante o uso desta definição de eficiência, segundo a Regulação Econômica e o próprio manual da ANP: melhores resultados com o menor custo social e econômico possível.

Esta definição está associada a própria ideia de “análise custo-benefício” em Economia, que é oriunda de uma visão de “Equilíbrio Geral”/”Análise de Bem-Estar Social” – ou seja, projetos e/ou decisões de investimento devem ser analisados levando-se em conta os custos e benefícios para todas as partes interessadas. Também é parte da própria atividade regulatória a busca por este “equilíbrio” entre os interesses dessas diversas partes e que incluem as empresas reguladas, os consumidores granulares, os grupos organizados de consumidores, o governo e a própria sociedade.

Voltando-se ao caso particular de aplicação da metodologia RCM, poder-se-ia questionar se, dada a impossibilidade de realização de uma CBA quantitativa, haveria experiências internacionais e ou nacionais capazes de ratificar o modelo em termos de eficiência tarifária/econômica.

Como resposta temos um caso concreto no qual o RCM foi aplicado (na Austrália) e acabou por violar estes princípios, sendo, na verdade, mais oneroso para os consumidores em caso de opção dentro do processo de arbitragem real.

Conforme abordamos neste trabalho, esta primeira disputa sob a Parte 23 ocorreu em 2018, envolvendo o Tasmanian Gas Pipeline (TGP). Além deste exemplo violar a própria essência da Parte 23 – ausência de resultado viável em um mercado competitivo – a avaliação pelo RCM realizada na época apresentou um resultado extremamente superior com relação aos outros métodos disponibilizados para análise dos árbitros.

No segundo caso conhecido, do Gasoduto Carisbrook-Horsham, o mesmo árbitro adotou a avaliação por RCM para chegar a um valor de US\$ 25,77 milhões. Dado o comprimento do gasoduto (183 km) e o pequeno diâmetro da tubulação (168 km de 200 mm e 14 km de 100 mm), era provável que o RCM apresentasse um resultado compatível com o DAC (Método do Custo Real Depreciado), de acordo com o árbitro. Mas não havia informações públicas suficientes disponíveis para estimar com precisão qual teria sido o DAC, de modo que o árbitro fez uso de “regras de bolso” do setor e concluiu que a estimativa por RCM estaria compatível com uma faixa de valores estimada via DAC. Assim, para este caso, o árbitro determinou que o RCM refletiria o resultado de um mercado competitivo viável.

Portanto, não há evidência conclusiva a favor de uma superioridade do RCM, mesmo em sua aplicação original na Austrália.

4.4. INCENTIVOS AO INVESTIMENTO

O manual de boas práticas da ANP (2020) descreve que o esforço com vistas a melhorias nas práticas de regulação envolve:

- a melhoria do sistema regulatório das agências, de forma a garantir maior qualidade e efetividade de sua atuação;
- o fomento de aspectos relacionados à transparência e à participação dos regulados e usuários no processo regulatório;
- o fortalecimento da governança regulatória e o **incentivo** à criação de um ambiente regulatório seguro para o usuário e estável para a concretização de negócios e **investimentos privados**; e
- a coordenação entre as unidades organizacionais das agências, de modo a aperfeiçoar a função regulatória.

O mesmo documento também afirma que “o exercício desmedido de atos de regulação pode gerar resultados danosos tanto para o usuário quanto para o setor regulado. Nesse caso, é possível observar cenários de **aumento de preços, queda de investimentos, precarização de serviços, entraves à inovação, elevação dos custos de conformidade** às normas regulatórias e de distorções de mercado.”

Por fim, e com relação aos potenciais efeitos nocivos do excesso de intervenção regulatória, o manual da ANP descreve as recomendações da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE)² acerca da “Melhoria da Qualidade Regulatória”. De acordo com a OCDE, as metas para um boa regulação seriam:

I – buscar resolver problemas e alcançar metas claramente definidas e ser eficaz na consecução desses objetivos;

*II – ser **fundamentada em evidências** e proporcional ao problema identificado;*

III – estar fundamentada em uma base legal sólida;

*IV – **produzir benefícios que justifiquem os custos;***

² OCDE. Recommendation of the Council on Improving the Quality of Government Regulation. Paris: OCDE Publishing, 2012. Disponível em <http://www.oecd.org/governance/regulatorypolicy/49990817.pdf>

V – *considerar a distribuição dos seus efeitos entre os diferentes atores e grupos;*

VI – *minimizar os custos administrativos e eventuais distorções de mercado resultantes de sua implementação;*

VII – *ser clara e compreensível aos regulados e usuários;*

VIII – *ser consistente com outros regulamentos e políticas;*

IX – *ser elaborada de modo transparente, com procedimentos adequados para a manifestação efetiva e tempestiva de atores e grupos interessados;*

X – *considerar os incentivos e mecanismos para alcançar os efeitos desejados, incluindo estratégias de implementação que potencializem seus resultados.”*

Conforme explicitado, a prática regulatória deve buscar o equilíbrio entre as diversas partes interessadas. No tocante ao RCM, especificamente, temos também a questão da **ausência de fundamentação em evidências** – a aplicação em um dos dois únicos casos concretos conhecidos levaria a um grande desequilíbrio entre as partes em caso de adoção do RCM e, mais uma vez, é importante lembrar que **o método nunca foi utilizado para o ambiente regulado**.

Assim, não há como avaliar concretamente as virtudes e falhas do RCM em termos do trade-off **Incentivos ao Investimento x Eficiência Tarifária**. A ausência de dados tampouco permite simulações com o método, que também não foram realizadas pelo regulador com relação aos clássicos CHCI e CRN – por exemplo.

4.5. AVALIAÇÃO RETROSPECTIVA DA BASE REGULATÓRIA E CONSISTÊNCIA REGULATÓRIA COM PRECEDENTES DA ANP

O uso do RCM para o caso brasileiro, e no setor de transporte de gás natural por dutos, implicaria numa **avaliação retrospectiva da Base de Ativos Regulatória**. Para além dos dados contábeis com maior granularidade e segregação que seriam necessários, haveria a necessidade de uma estimativa retrospectiva do custo do capital, algo sem precedentes mesmo em outros setores regulados.

Além de ser incomum, esta avaliação retroativa iria numa direção contrária a própria concepção de “ciclo tarifário” e relacionada “revisão tarifária periódica”. Uma RTP – revisão tarifária periódica pode e deve, evidentemente, fazer uso de dados históricos das companhias e mesmo com relação a outras variáveis e parâmetros relevantes (como o custo de capital) – no entanto,

este histórico de dados e respectivas metodologias e ou modelos estatísticos sempre “olham para a frente”.

Sob uma perspectiva de inferência estatística, o que se deseja, numa revisão tarifária, é a melhor estimativa possível para o que deveriam ser os preços regulados (seu nível ao menos) nos próximos 5 ou 6 anos, a depender de cada segmento de infraestrutura.

Por isso, e conforme será explicitado adiante nesta contribuição, percebe-se a opção de vários reguladores por procedimentos que visam a “blindagem” da base de ativos regulatória.

A **blindagem da base de ativos regulatória** serve para garantir que os investimentos feitos por concessionárias de serviços públicos sejam protegidos contra variações arbitrárias e recebam a remuneração devida ao longo do tempo.

É possível perceber, portanto, a preocupação em evitar-se avaliações retrospectivas da base de ativos regulatória e a consistência com a ideia básica de que uma revisão tarifária olha “para frente” (próximo ciclo tarifário), garantindo que o capital legitimamente reconhecido como necessário à prestação do serviço regulado receba remuneração adequada, dentro de parâmetros de previsibilidade e estabilidade institucional.

A própria ANP sempre manteve essa visão “forward-looking” em revisões passadas e em outros regramentos de interesse para o setor e para a sociedade. Como o transporte de gás natural por dutos no Brasil funciona sob um regime de autorização, essa proteção ainda se torna mais relevante – por isso a pertinência acerca da discussão e utilização do conceito de BRA Blindada.

Por fim, vale destacar as demais funções do processo de blindagem da base de ativos regulatória:

- **Segurança Jurídica e Regulatória**, evitando que o valor dos ativos necessários para a prestação do serviço seja alterado sem critérios técnicos, protegendo o investidor de decisões políticas que possam prejudicar o retorno sobre o capital.
- **Garantia de Remuneração** - uma vez que a base de ativos é o componente principal para o cálculo da Receita Máxima Permitida, a blindagem asseguraria um nível tarifário suficiente para cobrir a depreciação e o custo de capital empregado.
- **Incentivo ao Investimento** - ao sinalizar que os ativos serão reconhecidos e remunerados pela agência reguladora, o mecanismo atrai novos capitais para expansão e modernização da infraestrutura.

- **Eficiência Tarifária e Equilíbrio**, permitindo uma definição de tarifa justa, uma vez que os ativos "onerosos" e efetivamente úteis ao serviço irão compor a base, excluindo-se itens que não devem ser pagos pelo consumidor.
- **Previsibilidade Financeira**, protegendo o fluxo de caixa da empresa contra riscos regulatórios e garantindo a sustentabilidade do serviço a longo prazo.

5. MAPA DE RISCOS

Nesta seção apresentamos o Mapa de Riscos para a metodologia RCM, com foco nos riscos técnicos, regulatório, jurídico e bases de dados.

5.1. RISCOS TÉCNICOS/BASES DE DADOS

Sob o ponto de vista técnico, não se identificam, a princípio, riscos relacionados a engenharia que poderiam estar associados à implementação do RCM.

Para além das questões regulatórias e jurídicas, o risco "técnico" associado ao RCM diz respeito à existência, suficiência e manutenção de dados contábeis com o nível de abertura e segregação adequados ao seu cálculo e implementação.

5.2. RISCOS REGULATÓRIOS

Os principais riscos regulatórios associados a uma adoção abrupta do RCM relacionam-se ao fato de a metodologia "olhar para o passado", procedimento inconsistente com a própria ideia de cálculo tarifário para um "ciclo" vindouro.

Ademais, não há clareza, de acordo com a pesquisa realizada, que o método, não aplicado para casos regulados em seu país de origem, é capaz de produzir resultados com o devido equilíbrio entre as partes - ou seja, buscando o balanço adequado com relação ao trade-off eficiência tarifária x sinalização e incentivo a investimentos.

Por fim, é importante destacar a ausência de AIR e debate público estruturado por meio de consulta pública, e transparência em relação às informações que fundamentaram a previsão do RCM, em violação ao devido processo regulatório.

5.3. RISCOS JURÍDICOS

A pesquisa realizada indica que o RCM, caso aplicado de forma abrupta e **considerando o seu viés retrospectivo, implicaria em instabilidade nas regras regulatórias e elevação na insegurança jurídica associada aos investimentos no setor de transporte de gás por dutos no Brasil e à própria financiabilidade e sustentabilidade do setor.**

Ademais, a implementação do método não estaria alinhada com as práticas consagradas utilizadas pela própria ANP, que miram sempre uma visão de futuro e são consistentes com a ideia de que uma revisão deve refletir o esperado para um próximo ciclo e não situações passadas.

Os precedentes de revisão tarifária para outras transportadoras, que, na ausência de elementos objetivos que as diferenciem da TAG e NTS, criam também o direito à isonomia de tratamento por essas últimas, ressaltando, mais uma vez, a necessidade de manutenção da coerência regulatória por parte da agência.

6. ANÁLISE DE BENCHMARK INTERSETORIAL E NACIONAL

Nesta análise de benchmark nacional utilizaremos uma amostra composta pelos casos da ANEEL, SABESP/ARSESP, SANEPAR/AGEPAR, COPASA/ARSAE e COMGÁS/ARSESP.

Adicionalmente, apresentaremos, quando disponíveis as informações, o tratamento realizado pelos reguladores com relação a investimentos incrementais, sua depreciação a partir de seu reconhecimento na BRA (e não associada ao início da operação do ativo original) e a separação entre “base blindada” e “base incremental”.

Vale destacar que esta prática é seguida por outros reguladores internacionais, como será melhor detalhado adiante, e não necessariamente utilizando-se das mesmas terminologias aqui citadas (base blindada e base incremental).

Esta separação entre base blindada e base incremental implica, naturalmente, que novos investimentos têm seu início de depreciação a partir de seu reconhecimento na BRA e não a partir do início da operação do ativo original. Este aspecto é fundamental, tendo em vista o princípio de que o capital investido pelas transportadoras deve ser integralmente recuperado.

6.1. ANEEL

O Valor Novo de Reposição (VNR) é o método de mensuração da Base de Remuneração Regulatória (BRR) do setor elétrico brasileiro, estabelecido pela ANEEL, e consiste na valoração de cada ativo pela estimativa dos custos necessários para sua completa reposição por novos ativos que realizam os mesmos serviços e com a mesma capacidade dos existentes. No transporte de gás natural por dutos no Brasil a metodologia é conhecida por “Custo de Reposição Novo”(CRN).

Os ativos financeiros da concessão que estão relacionados à infraestrutura de distribuição são mensurados pelo VNR, e equivalem ao valor justo na data das demonstrações financeiras divulgadas pelas companhias. No caso da Light, por exemplo, a controlada Light SESA reconhece um ativo financeiro decorrente do contrato de concessão quando possui o direito de receber algum outro ativo financeiro, a título de indenização, pelos serviços de construção efetuados e não remunerados por meio da prestação dos serviços da concessão³. Tais ativos financeiros correspondem à parcela dos investimentos realizados em infraestrutura que não serão totalmente amortizados até o final da concessão e são avaliados com base no VNR, acrescidos de correção monetária pelo IPCA e tendo como referência os valores da base de remuneração de ativos nos processos de revisão tarifária, homologados pela ANEEL. Esses valores são integralmente recalculados ao fim do ciclo tarifário definido no contrato de concessão. No caso da Light, por exemplo, esse ciclo ocorre a cada 5 anos, com o mais recente tendo ocorrido em março de 2022.

Os detalhes sobre a metodologia estão disponíveis no submódulo 2.3, do Módulo 2, dos “Procedimentos de Regulação Tarifária” (PRORET) da ANEEL⁴. É importante destacar que a ANEEL faz uso do conceito de base de remuneração blindada; ou seja, a agência não revê os ativos que fazem parte da base da distribuidora, mas sim detalha os incrementos e as baixas ocorridas durante o período entre as revisões tarifárias. Conforme já explicitado, o índice de preços para atualização do valor da base de ativos é o IPCA – IBGE. De maneira específica:

“d) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária da RTP;

³ <https://ri.light.com.br/a-companhia/temas-estrategicos/#:~:text=O%20Valor%20Novo%20de%20Reposi%C3%A7%C3%A3o,mesmos%20servi%C3%A7os%20com%20a%20mesma>

⁴ https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015686_Proret_Submod_2_3_V5.pdf

e) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IPCA, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária;”

A ANEEL também disponibiliza um “Banco de Preços de Referência” para utilização em processos de revisão e reajustes tarifários; para fins de comparabilidade com os bancos de dados das próprias empresas⁵.

Base incremental x Base Blindada para a distribuição de eletricidade no Brasil

A ANEEL determina que os investimentos na base de ativos incremental são regidos principalmente pelo **Módulo 2** dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)⁶, a partir dos submódulos 2.3 e 2.3A.

- **Submódulo 2.3:** Trata especificamente da **Base de Remuneração Regulatória (BRR)**. Ele define os critérios para que os investimentos realizados entre uma revisão e outra (incrementais) sejam aceitos na base.
- **Submódulo 2.3A:** Focado na **Valoração da Base de Remuneração**, detalhando como os ativos devem ser precificados (geralmente via Banco de Preços da ANEEL).

Critérios de Avaliação da Base Incremental pela ANEEL

Para que um novo investimento seja incluído na base e gere remuneração, a ANEEL segue este rito:

1. **Conciliação Físico-Contábil:** busca verificar se o que foi investido contabilmente existe fisicamente e está em operação no sistema da distribuidora.
2. **Teste de Prudência:** analisa se o investimento foi necessário para a prestação do serviço e se foi realizado da forma mais econômica possível.
3. **Valoração pelo Banco de Preços (BPR):** A ANEEL compara os custos declarados pela empresa com o seu **Banco de Preços de Referência**. Se o custo da empresa for muito superior ao de referência sem justificativa técnica, o valor reconhecido na tarifa é limitado ao preço regulatório.

Ativos em Serviço: Apenas investimentos em ativos efetivamente **em operação** (AIS - Ativo Imobilizado em Serviço) entram no cálculo.

⁵ <https://bprsimulador.aneel.gov.br/>

⁶ <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>

Vale destacar que a Aneel utiliza, explicitamente, a expressão “**Base Incremental**”, em conjunto com o conceito de “**Base Blindada**” para avaliação dos investimentos das concessionárias de distribuição e consequente inclusão (ou não) na Base de Remuneração Regulatória (BRR).

Base Blindada (ou Base Aprovada)

- **Definição:** Refere-se aos ativos imobilizados que já foram aprovados pela ANEEL em uma revisão tarifária periódica anterior.
- **Características:** É "blindada" porque não passa por uma nova reavaliação física detalhada em cada processo de revisão, sendo apenas atualizada por índice de preços e depreciada.
- **Foco:** Garantir a segurança jurídica dos investimentos já realizados e consolidados em ciclos passados.

Base Incremental

- **Definição:** Compreende os novos investimentos, inclusões ou melhorias realizadas pela concessionária entre as datas-base de um ciclo de revisão e o próximo.
- **Características:** Passa por uma avaliação rigorosa (Laudo de VNR - Valor Novo de Reposição) para verificar se os ativos estão em operação e se são eficientes antes de serem incorporados à base tarifária.
- **Foco:** Remunerar novos investimentos eficientes realizados no período recente
- **Categorias de CAPEX incremental/reforço⁷** que são recepcionados para inclusão na BRA das distribuidoras pela ANEEL
 - “**Reforço**” = investimentos que aumentam a vida útil de forma relevante, melhoram o desempenho técnico, aumentam confiabilidade e resiliência das redes, ampliam a segurança operacional, e agregam funcionalidades adicionais⁸

⁷ As situações relativas a reformas ou repotenciação de ativos devem ser conduzidas conforme critérios estabelecidos no MCSE e Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE. Para fins de avaliação, os bens reformados deverão estar identificados no Laudo de Avaliação e serão valorados pelo valor novo de reposição, desde que comprovada sua baixa através do sistema de ODD e os custos de sua efetiva reforma. Disponível em https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2011457_Proret_Submod_2_3_V0.pdf. MCSE é o “Manual de Contabilidade do Setor Elétrico.

⁸ <https://valor.globo.com/conteudo-de-marca/abradee/noticia/2026/02/06/distribuidoras-ampliam-investimento-anual-na-rede-de-energia-eletrica.ghtml>

- “Melhoria / Incremental” = investimentos que modernizam os ativos, substituindo por novas tecnologias e otimizando a operação das redes

3. Critérios de Exceção e que podem evitar glosas

A distribuidora pode evitar a glosa se comprovar **condições atípicas** que elevaram o custo acima do BPR. Como exemplos, temos:

- **Dificuldades Geográficas:** Terrenos rochosos ou áreas de proteção ambiental que exigem engenharia especial.
- **Tecnologia Superior Justificada:** Uso de equipamentos mais caros que tragam ganhos comprovados de qualidade (DEC/FEC) ou redução de perdas.
- **Auditoria Físico-Contábil:** A ANEEL realiza inspeções para verificar se o ativo "em papel" corresponde ao ativo físico instalado e se ele está realmente em operação.

6.2. SABESP/ARSESP

A valoração da Base de Ativos Regulatórios (BAR) da SABESP, regulada pela ARSESP, utiliza primordialmente o método do **Valor Novo de Reposição (VNR)** deduzido da depreciação acumulada para instalações/máquinas, e o **valor histórico atualizado pelo IPCA**. Essa base é revisada periodicamente para o cálculo da remuneração regulatória.

- **Instalações, Máquinas e Equipamentos:** Avaliados pelo VNR, que representa o custo de um bem novo idêntico ou similar, utilizando **cotações ou Banco de Preços da concessionária**. O Valor de Mercado em Uso (VMU) é o VNR deduzido da depreciação acumulada.
- **Edificações:** Utiliza-se o método de reprodução ou quantificação de custo, baseando-se em orçamentos analíticos ou sintéticos (custos diretos e indiretos).
- **Terrenos:** Valor histórico corrigido pela inflação (IPCA).

A ANEEL autorizou investimentos em reforços também na rede de transmissão recentemente: <https://www.poder360.com.br/poder-energia/aneel-autoriza-r-1-bi-em-reforc-os-na-transmissao-de-energia/>

- **Ativos Incrementais/Novos:** Ativos incorporados após o último ciclo tarifário (como os de novos municípios) também são avaliados via VNR e devem ser adquiridos de forma onerosa.
- **Atualização e Revisão:** A BRA é atualizada monetariamente pelo IPCA e inspecionada para validação física e contábil, permitindo que a ARSESP aplique a taxa de retorno sobre os investimentos na revisão tarifária⁹.

O objetivo é manter a sustentabilidade econômico-financeira, garantindo que a base reflita o custo de reposição dos ativos necessários para a prestação do serviço¹⁰.

É importante destacar que a ARSESP acaba de divulgar um novo manual de contabilidade para as companhias de saneamento, com entrada em vigor prevista para 2027 e que não altera o descrito neste capítulo com relação a avaliação para fins regulatórios da base de ativos¹¹.

6.3. SANEPAR/AGEPAR

A avaliação da base de ativos da Sanepar, utilizada para fins de definição de tarifas pela Agepar (Agência Reguladora do Paraná) adotou uma metodologia híbrida, dado o tipo de ativo sob consideração e o histórico de cada revisão tarifária periódica¹².

Inicialmente, a ideia era aplicar um híbrido entre duas vertentes do método de “Custos”: i) DORC (Depreciated Optimized Replacement Cost) e ii) CCV (Current Cost Valuation) a depender do tipo de ativo, em conjunto com o conceito de “rolling forward” da BAR correspondente a revisão tarifária periódica imediatamente anterior.

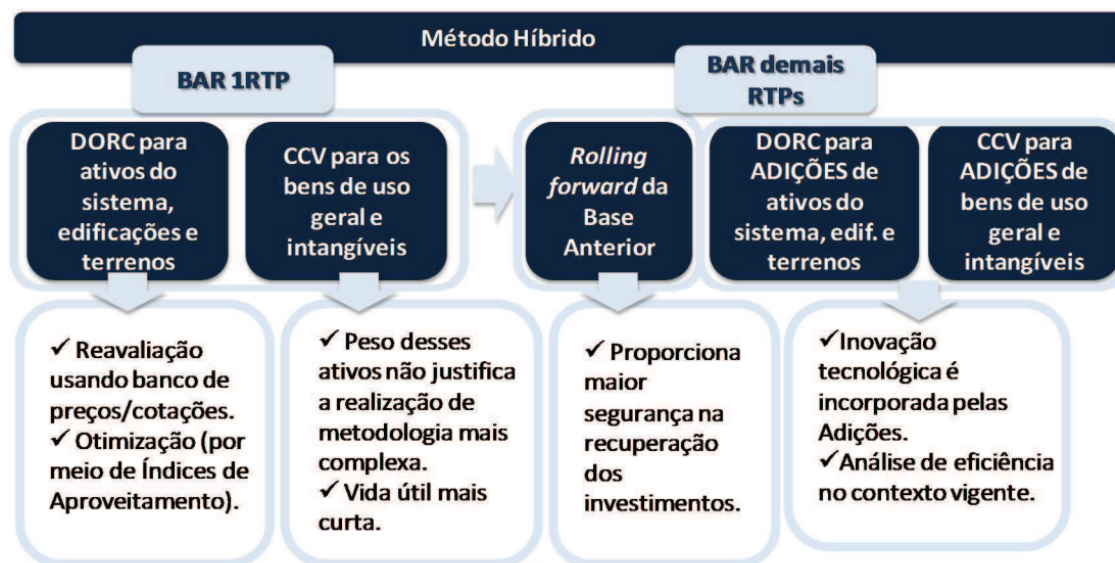
⁹ Dentro da ideia de Valor Novo de Reposição, a atualização monetária é aplicada sobre o banco de preços da concessionária, homologado pelo regulador, ou sobre o banco de preços da própria agência, nos casos em que o banco de preços contenha dados em data-base diferente da data da revisão tarifária.

¹⁰ <https://semil.sp.gov.br/desestatizacaosabesp/wp-content/uploads/sites/24/2024/02/Anexo-V-1.pdf>

¹¹ [https://www.arsesp.sp.gov.br/Documentosgerais/Manual%20de%20Contabilidade%20Regulat%C3%B3ria%20Arseps%2027-02-26%20\(3\).pdf](https://www.arsesp.sp.gov.br/Documentosgerais/Manual%20de%20Contabilidade%20Regulat%C3%B3ria%20Arseps%2027-02-26%20(3).pdf)

¹² <https://ri.sanepar.com.br/docs/Sanepar-2016-04-01-RKcCMh8w.pdf>

Figura 2. Método Híbrido da SANEPAR para a Base de ativos. Fonte: Sanepar(2016)



O método DORC é uma variante do custo ou valor novo de reposição, já abordado em casos anteriores e busca medir o custo atual de repor cada ativo tendo em vista a vida útil remanescente e a melhor opção tecnológica e econômica existente. Envolve a adaptação dos ativos à demanda, a reavaliação dos mesmos ao preço de novos e a consideração de sua depreciação acumulada conforme a vida útil já transcorrida. Como consequência gera um maior risco para os investidores, uma vez que os retornos esperados são função da evolução dos preços dos ativos e das mudanças tecnológicas ou de mercado que fazem com que os ativos se tornem obsoletos. Por outro lado, objetiva internalizar questões de eficiência na valoração dos investimentos prudentes da concessionária.

Já o CCV é o conhecido “custo histórico corrigido”, que envolve a adoção do preço de aquisição original, proveniente dos registros contábeis da empresa e depreciado com base na vida útil e atualizado por indicador monetário.

Em todas as circunstâncias necessárias foi proposta a utilização do IGP-M da FGV como índice de inflação. O conceito de “rolling forward” é similar a ideia de “base blindada” em uso pela ANEEL para distribuidoras de eletricidade.

No entanto, e para fins práticos, foi adotada sempre uma mistura dos métodos mais clássicos: VNR tradicional (em detrimento do DORC) e Custo Histórico Corrigido. Na última revisão tarifária realizada (2025), por exemplo, todos os ativos foram valorados pelo CHC (ativos imobilizados entre 2020 e 2023); já nas revisões anteriores – primeira RTP (ativos anteriores a 2016) e segunda RTP (ativos imobilizados entre 2016 e 2019) também houve casos em que se utilizou

o VNR. Por fim, foi utilizado na prática o IPCA-IBGE para a atualização monetária de todos os ativos¹³.

Com relação a “sustaining capex” / capex incremental, a AGEPAR (Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Paraná), trata esta classe de investimentos da Sanepar por meio de mecanismos técnicos de revisão tarifária, focando na verificação da eficiência, necessidade e prudência dos valores aplicados. Dentre os principais procedimentos adotados pela agência, destacamos:

- **Certificação e Validação:** A AGEPAR realiza o levantamento, avaliação e conciliação da base incremental (novos ativos) e a movimentação da base de ativos da revisão tarifária periódica anterior (RTP).
- **Laudos de Avaliação:** A Sanepar submete laudos de avaliação dos ativos de saneamento, que são analisados pelo regulador para definir o novo valor da Base de Ativos Regulatória (BAR).
- **Investimentos Elegíveis (Prudentes):** Nem todo investimento realizado é automaticamente incorporado. A reguladora avalia se o ativo é necessário para a prestação do serviço e se foi realizado de forma eficiente (prudência).
- **Plano Plurianual de Investimentos (PPI):** A Sanepar elabora um PPI para ciclos de cinco anos, com revisão anual das demandas aprovadas e inclusão de novos investimentos, baseando-se em diagnósticos operacionais, ambientais e exigências legais (como metas de universalização).
- **Foco na Universalização:** Conforme o Marco Legal do Saneamento, a AGEPAR homologa documentos que comprovam a capacidade da Sanepar de cumprir metas de investimentos para expansão de água e esgoto até 2033.

Deste modo, a inclusão de investimentos incrementais na base da Sanepar depende da validação técnica de que tais aportes aumentam a eficiência ou capacidade de atendimento do sistema, sendo posteriormente reconhecidos tarifariamente pela AGEPAR para garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

¹³ <https://www.sanepar.com.br/sites/default/files/notatecnica620253artpsanepar.pdf>

6.4. COPASA/ARSAE

De acordo com os documentos finais relativos à última revisão tarifária periódica da COPASA, foi mantido o método do **Custo Histórico Corrigido** para valoração da base de ativos regulatória¹⁴. Para a correção monetária do valor dos ativos também decidiu-se pela manutenção do uso do **IPCA-IBGE** como indexador de inflação.

Com relação a investimentos incrementais, a ARSAE realiza um procedimento de verificação física dos ativos e confronto com os registros contábeis da companhia. A seleção dos ativos a serem verificados obedece a um critério estatístico e de representatividade - caso sejam identificadas inconsistências, a agência pode decidir pela glosa relativa ao ativo sob análise.

Para ser incluído na base de remuneração, requer-se que o investimento realizado para construção ou aquisição do ativo tenha sido prudente, que o ativo esteja em uso, seja útil para o serviço prestado e não apresente capacidade ociosa injustificada, de forma que sejam remunerados e recuperados os recursos utilizados na construção ou aquisição da infraestrutura necessária para a prestação dos serviços.

Por enquanto, a ARSAE ainda não estabeleceu critérios para a avaliação da prudência dos investimentos para além da avaliação da capacidade ociosa das estações de tratamento, que corresponde apenas a um dos eixos de uma análise de prudência. A agência buscará estabelecer esses critérios para aplicação a partir da 4ª RTP.

A agência reguladora poderá adotar o critério de glosar todo ou parte do valor dos ativos caso esses requisitos não sejam cumpridos de forma suficiente. Os ativos da Copasa são registrados em um arquivo denominado Banco Patrimonial, no qual constam dados contábeis e descrições técnicas, físicas e georreferenciadas dos ativos. Este arquivo relaciona uma extensa lista de ativos cujo valor total é da ordem de bilhões de reais, inviabilizando uma análise individual e pormenorizada segundo a agência e implicando em grande complexidade e altos custos inapropriados à revisão tarifária.

Nesse sentido, os ativos são agrupados de acordo com as características que compartilham em termos de sua vinculação à prestação do serviço e são submetidos ao critério estatístico estabelecido pela agência para amostragem e posterior verificação física¹⁵.

¹⁴ https://www.arsae.mg.gov.br/wp-content/uploads/2025/12/NT_CRE_15_2025_Custos_de_Capital_Copasa_final_posCP65.pdf

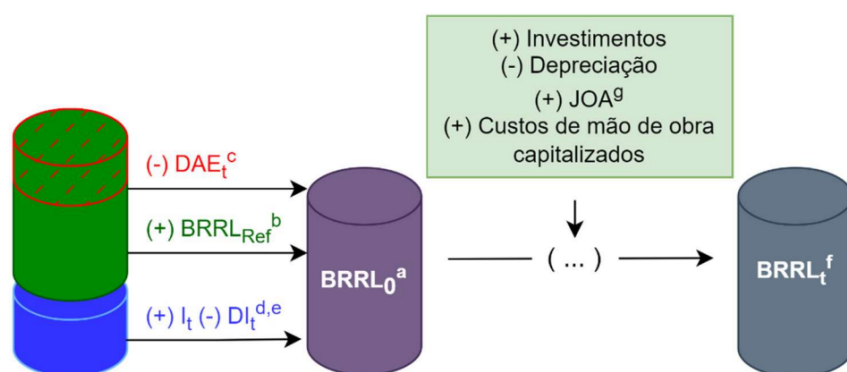
¹⁵ https://www.arsae.mg.gov.br/wp-content/uploads/2024/04/NT_CRE_08_2024_Verificacao_Ativos.pdf
https://www.arsae.mg.gov.br/wp-content/uploads/2025/12/Relatorio_Tecnico_CRE_09_2025_Respostas_CP65.pdf

6.5. COMGÁS/ARSESP

Com relação a quinta RTO da Comgás, foram mantidas as metodologias constantes na NT n° 0017018360¹⁶ e de acordo com a deliberação ARSESP 1487/2024¹⁷. Destaca-se o uso de laudos de avaliação, a “blindagem da base” com relação ao período anterior de revisão, procedimento também utilizado por outras agências brasileiras e de modo a evitar-se “discutir o passado”, e a **valorização pelo VOC (Valor Original Contábil), outro nome para o tradicional CHC ou CHCI – Custo Histórico Corrigido (pela inflação)**. Para o caso específico da Comgás, a última nota técnica disponibilizada determina que as atualizações monetárias da base de ativos passam a acompanhar a variação do **IPCA-IBGE**¹⁸.

Com relação a “sustaining capex”/investimentos incrementais, a ARSESP avalia o plano de investimentos apresentado pela companhia para o ciclo tarifário, de modo a aprovarem-se (ou não) os novos investimentos que irão compor a BRRL (Base de Remuneração Regulatória Líquida).

Figura 3. Movimentação da Base Regulatória da Comgas. Fonte: ARSESP (2025)



- a) $BRRL_0$: Base de remuneração regulatória inicial líquida de depreciações
- b) $BRRL_{Ref}$: Base de remuneração regulatória inicial líquida na data do laudo de fiscalização de ativos, incluindo os ajustes necessários para atendimento do Contrato de Concessão
- c) DAE_t : Depreciação e baixas dos ativos existentes na $BRRL_{Ref}$ até a data de início do Ciclo Tarifário em análise
- d) I_t : Investimentos imobilizados entre a data base da $BRRL_{Ref}$ até a data de início do Ciclo Tarifário em análise, líquidos de baixas
- e) DI_t : Depreciação e baixas dos ativos incorporados (I_t)
- f) $BRRL_t$: Base de remuneração regulatória final
- g) JOA: Juros de Obra em Andamento

¹⁶ https://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/Certificacao_anual_de_investimentos_Gas_NT.pdf

¹⁷ <https://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/Id114872024.pdf>

¹⁸ <https://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/NT%20Final%20-%20Metodologia%205%20RTO%20Gas%20Metodologia%205RTO%20GAS%20-%20n%200048454038.pdf>

Segundo a ARSESP¹⁹:

“A etapa de análise de investimentos que será integrada aos Planos de Negócios das Concessionárias é feita com base nos princípios de prudência dos investimentos para atendimento dos mercados, considerando-se a razoabilidade e utilidade dos custos.

São baseadas em projeções de investimentos (imobilizações) e parte do plano de investimento da empresa que integra o Plano de Negócios da Concessionária. A metodologia de análise dos investimentos permanece a mesma, com base na análise do preço histórico, benchmark de custos unitários e seguindo-se os princípios acima descritos. Entretanto, cabe destacar que, em função dos avanços dos projetos de inserção de biometano nos sistemas de distribuição e da interligação das áreas de concessão, esta etapa de análise será complementada pelas etapas de análise dos custos da injeção de biometano e dos investimentos de interligação, que deverão ser contabilizadas de forma separada aos demais investimentos. Neste sentido, recomenda-se que estes investimentos sejam desmembrados de forma que se possa identificar os elementos de investimentos associados à injeção de biometano e de interligação, de forma similar ao que já ocorre para os mercados tradicionais.”

Adicionalmente:

“Os dados do plano de investimentos devem ser desmembrados em grandes agrupamentos definidos como expansão, biometano, suporte operacional (incluindo-se o projeto de interligação) e administrativo. A metodologia consiste em garantir a prudência dos investimentos para atendimento dos mercados, considerando-se a razoabilidade e utilidade dos custos. Para tal, serão analisados os valores propostos pelas Concessionárias conforme a abertura mínimae que devem considerar a projeção financeira e física, quando aplicável, na resolução dos projetos. Estes valores servirão para o cálculo de custos médios unitários de expansão, investimentos por usuários, investimentos por usuários em expansão. A concessionária, na elaboração do seu plano de negócios, deve demonstrar os impactos que podem influenciar a elevação ou queda dos preços, como a elevada demanda ou restrição de oferta de bens ou serviços relacionados aos investimentos, sendo possível que eventos inflacionários serão reconhecidos na tarifa sem prejuízos para as concessionárias no que diz respeito a investimentos.

Ademais, para os projetos de suporte e administrativos, serão avaliadas as trajetórias históricas daqueles constantes ao longo dos ciclos tarifários. Para projetos de suporte específicos, será necessária a apresentação da fundamentação da inserção destes projetos no plano de investimentos

¹⁹ <https://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/NT%20Final%20-%20Metodologia%205%20RTO%20Gas%20Metodologia%205RTO%20GAS%20-%20n%200048454038.pdf>

e estes serão avaliados isoladamente do ponto de vista de viabilidade. É parte da metodologia de avaliação dos investimentos propostos a verificação de seus efeitos no PO calculado, e a comparação deste resultado frente aos POs históricos das RTOs anteriores. Ainda, se necessário, para fins de apresentação do Plano de Investimentos do Ciclo Tarifário em análise, aplica-se uma análise retrospectiva dos investimentos realizados e previamente aprovados com a quantidade de novas ligações e volume incremental realizada para estes projetos, sobretudo para que se possa verificar a razoabilidade e prudência destes investimentos e materialização da distribuição dos volumes previstos para os mercados considerados.”

7. ANÁLISE DE BENCHMARK INTERNACIONAL

Apresentamos as práticas com relação a avaliação da Base Regulatória de Ativos para um conjunto de países selecionados. Uma fonte primária desta exposição é o documento CEER (2026) - Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks²⁰, onde são descritas as práticas regulatórias de uma amostra de 35 países europeus.

É importante destacar que há um equilíbrio acerca do uso do método do Custo Histórico (Corrigido pela Inflação) x Custo de Reposição Novo. Os métodos de Custo Histórico estão em uso entre 30%-40% das jurisdições pesquisadas no survey da CEER (2026) e que incluem “Energy” como um todo (TSOs e DSOs de gás natural e eletricidade). Como será visto a seguir, este equilíbrio pode ser percebido mesmo para uma amostra menor, mas baseada nas jurisdições europeias de maior relevância econômica e para o mercado de gás natural.

Adicionalmente, também apresentaremos as práticas recomendadas no continente europeu, com relação ao tratamento de investimentos incrementais, sua depreciação a partir de sua realização e não associada ao início da operação do ativo original e separação entre base “blindada” e “base incremental”.

7.1. FRANÇA

ATRT8 (resultado divulgado em 30 de janeiro de 2024 - GRTGas & Teréga)²¹

A CRE (regulador francês) manteve a metodologia do “current economic costs” para avaliação da Base Regulatória de Ativos – este método pode ser traduzido como o clássico “Valor Novo de Reposição” ou “Custo de Reposição”. Os ativos são indexados a um “índice de inflação ao

²⁰ <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2026/01/RFR-2025-Main-report-combined.pdf>

²¹ https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/240130_2024-22_ATRT8-en.pdf

consumidor”²², o 1763852 Index, com a exclusão dos preços associados e cigarro, tabaco e congêneres. Por fim, utiliza-se o método de depreciação linear para os ativos, com base em sua vida útil econômica.

Com relação ao processo de aprovação de investimentos incrementais e/ou novos ativos, existe um processo formal supervisionado pela CRE que visa garantir que o investimento seja eficiente, necessário para a segurança do abastecimento e esteja alinhado ao planejamento energético nacional francês. As principais etapas e requisitos para aprovação incluem:

- Submissão dos Programas de Investimento pelos TSOs: As transportadoras (GRTgaz e Teréga) devem submeter seus programas de investimento anuais à CRE para aprovação.
- Plano Decenal de Desenvolvimento (TYDP): O investimento deve estar alinhado ao Plano Decenal de Desenvolvimento do Transporte de Gás, que descreve os projetos para os próximos 10 anos, incluindo novos investimentos previstos para os próximos três anos.
- Critérios de Aprovação: A CRE analisa esses investimentos para garantir que atendam aos objetivos de segurança, integridade da infraestrutura e conformidade com o Planejamento Energético Plurianual (PPE).
- Comprovação de Eficiência: Os operadores devem justificar o investimento e, muitas vezes, apresentar um "cenário alternativo sem investimento" para demonstrar a necessidade do projeto.
- Deliberação de Aprovação: A CRE realiza consultas públicas e emite deliberações formais para aprovar esses projetos. Qualquer modificação significativa no programa de investimento após a aprovação deve ser submetida novamente à CRE.

Com relação à Depreciação e Custo Médio Ponderado do Capital, a CRE implementou uma estrutura específica para novos ativos a partir de 2024 para acelerar sua depreciação, alinhando-se à queda projetada no consumo de gás natural até 2050 e fazendo uso de um Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC) nominal específico. Dentre outras considerações-chave para aprovações temos:

²² "Once included in the RAB, the assets are revalued on 1 January of each year for inflation from July to July. For this reason, CRE uses a real WACC that does not include inflation. Since 2016, the revaluation index used is the 1763852 index of consumer prices excluding tobacco, for all households residing in France." Retirado da nota técnica da CER citada. A partir de um laudo de avaliação, procede-se com a atualização monetária com vistas a refletir valor de mercado para períodos subsequentes, com o valor inicial definido a partir de um "custo econômico corrente". Na respectiva nota é explicitado uso desta metodologia: "The value of the RAB is established on the basis of a methodology of the "current economic costs" type, the essential principles of which were adopted by the Special Commission established by article 81 of the Amending Finance Law of 28 December 2001, responsible for setting the sale price, by the State, of its natural gas transmission networks."

- Integração de biometano: Os planos de investimento devem abordar a adaptação da rede para a injeção de gases renováveis.
- Segurança de abastecimento: Projetos que aprimoram a interconexão e a confiabilidade da rede são priorizados.
- Controle de custos: custos de investimento devem ser aqueles estritamente necessários, evitando impactos excessivos nas tarifas de uso da rede.

7.2. REINO UNIDO

A metodologia de Valor Regulatório de Ativos (RAV) da Ofgem é fundamental para a estrutura RIIO (Receita = Incentivos + Inovação + Resultados) em uso no Reino Unido e define o valor capitalizado dos investimentos das empresas de rede sobre os quais elas geram retorno e depreciação.

Os acréscimos ao RAV são calculados com base em uma porcentagem fixa da despesa total (Totex), com foco recente em uma abordagem de "custo de reposição depreciado" para transferências de ativos²³. Esta abordagem é equivalente às conhecidas por "Valor Novo de Reposição" ou "Custo de Reposição Novo" no Brasil.

O Ofgem ajusta o Valor Regulatório dos Ativos (RAV) das redes de energia pela inflação para proteger o retorno dos investidores, utilizando um [Índice de Preços ao Consumidor](#), incluindo os custos de habitação dos proprietários-ocupantes (CPIH), para o RIIO-2 (e posteriores), em vez de um RPI (Retail Price Index)²⁴. Essa indexação garante a manutenção do valor real do investimento, com atualizações do RAV baseadas nas previsões ou dados reais do Escritório de Responsabilidade Orçamentária (OBR) britânico, o que por vezes exige ajustes durante períodos de alta inflação²⁵.

Com relação a aprovação de novos investimentos/capex incremental, o Ofgem faz uso da estrutura RIIO-2 (Receita = Incentivos + Inovação + Resultados), que vigora de 2021 a 2026,

²³ https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2018/03/riio-qt1_-_regulatory_instructions_and_guidance_5.1.pdf e https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2025-05/Consultation_on_asset_repurposing_valuation_methodology.pdf

²⁴ Uma vez valorado o ativo fica "blindado" e só sofre alteração de valor pela atualização monetária, com novos ativos valorados pelo VNR e adicionados a RAV.

²⁵ <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-08/Inflation%20Call%20for%20Input%20-%20FINAL.pdf#:~:text=For%20the%20RIIO%2D1%20&%20%20price%20controls,an%20efficient%20cost%20of%20capital%20for%20consumers.>

com a subsequente estrutura RIIO-3 (2026-2031) atualmente em fase de finalização. Na prática, é realizada uma CBA (Análise Custo-Benefício), com base numa abordagem "use ou perca", na qual financiamentos para os investimentos são liberados somente quando os projetos são necessários. Dentre os principais mecanismos para aprovação de investimentos, temos:

- **Despesa Básica (Cenário Base):**

As empresas apresentam planos de negócios que descrevem as despesas de capital (CAPEX) planejadas para operação segura e atendimento de capacidade e o Ofgem analisa tais planos, definindo uma verba inicial "básica", que é adicionada à base de ativos se os projetos passarem nos testes de eficiência.

- **Mecanismos de Incerteza (Reaberturas):**

Como as necessidades de infraestrutura a longo prazo podem mudar, o Ofgem utiliza "reaberturas". Isso permite que as empresas de transporte de gás solicitem financiamento adicional fora do período principal de controle de preços, caso identifiquem novos projetos essenciais (por exemplo, requisitos de redução de emissões de carbono e ou relacionadas à segurança de abastecimento). O Ofgem analisará essas solicitações de reabertura com base nos princípios de custos eficientes, necessidade dos projetos e agregação de valor para os consumidores finais.

- **Processo de Avaliação de Projetos:**

O Ofgem realiza uma avaliação rigorosa de todas as propostas de gastos, aplicando controles de custos rigorosos e estabelecendo metas de entrega estritas (princípios do RIIO). Os projetos aprovados devem proporcionar benefícios claros ao consumidor, como o aumento da segurança ou a viabilização da transição de ativos existentes (por exemplo, a reutilização de gasodutos para hidrogênio).

- **Financiamento "Use ou perca" (*Use-it-or-lose-it*)**

Se uma empresa não concluir um investimento aprovado dentro do prazo ou do orçamento, o Ofgem pode recuperar os fundos incluídos na base de ativos, garantindo que os consumidores não paguem por uma infraestrutura não entregue.

7.3. ITÁLIA

Para o transporte de gás natural por dutos a Itália faz uso de um método de **custo histórico corrigido pela inflação**, líquido de depreciação²⁶. O índice de inflação para correção do valor dos ativos é estimado a partir de um “deflator” baseado no próprio custo dos investimentos – “deflatore degli investimenti fissi lordi”²⁷.

A ARERA (Autoridade Regoladora Italiana para Energia, Redes e Meio Ambiente) aprova ou rejeita novos investimentos das operadoras de transporte de gás natural avaliando sua conformidade com o plano nacional de desenvolvimento, sua relação custo-benefício e sua contribuição para a segurança do abastecimento, adotando uma abordagem de despesa total (TOTEX) a partir de 2024, similar a desenvolvida e implementada pelo Ofgem britânico (ARERA, 2024, Efrag, 2025).

Processo e Critérios de Aprovação de Investimentos

- **Plano Nacional de Desenvolvimento e Decreto Ministerial:** A ARERA reconhece investimentos que fazem parte do Plano Decenal de Desenvolvimento da Rede aprovado pelo Ministério do Meio Ambiente e Segurança Energética.
- **Análise Custo-Benefício:** Os investimentos devem demonstrar que são necessários e economicamente justificados, principalmente em relação à segurança do abastecimento, como o aumento da capacidade transfronteiriça ou as conexões de terminais de GNL.
- **Abordagem TOTEX (a partir de 2024):** Desde 1º de janeiro de 2024, a ARERA utiliza a estrutura TIROSS (*Testo Integrato ROSS*) ou ROSS BASE (*Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio - base approach*) (Resoluções 163/2023 e 497/2023), avaliando as despesas totais (CAPEX + OPEX) em vez de apenas as despesas de capital. Essa abordagem visa incentivar a eficiência produtiva total.
- **"Dinheiro Lento" vs. "Dinheiro Rápido":** De acordo com a nova estrutura, os investimentos aprovados são divididos entre "dinheiro lento" (remunerado por meio do Custo Médio Ponderado de Capital - WACC e depreciação) e "dinheiro rápido" (reconhecido no mesmo ano) com base em uma taxa de capitalização definida ex-ante pela ARERA.

²⁶ <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/RR23-Main-report.pdf>

²⁷ https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/24/340-2024-R-com-ALLEGATO_A.pdf

Outros detalhes e mecanismos de Aprovação

Incentivos para Projetos Inovadores: A ARERA pode aprovar financiamento específico para projetos-piloto focados em usos inovadores e sustentáveis da infraestrutura existente, como a mistura com hidrogênio, por exemplo.

Mecanismos de Isenção: Para projetos transfronteiriços, as transportadoras podem solicitar isenções de regulamentação de acesso ou tarifa de terceiros para garantir a viabilidade financeira de novas infraestruturas de alto risco.

Medidas de Emergência: Em resposta às tensões geopolíticas (por exemplo, a crise na Ucrânia), a ARERA aprovou medidas para aumento dos estoques e expansão da capacidade de GNL por meio de aprovações aceleradas para Unidades Flutuantes de Armazenamento e Regaseificação (FSRUs).

Responsabilidade das transportadoras: as companhias devem apresentar análises detalhadas de custo-benefício, planos de negócios e comprovação de interesse público para a aprovação de investimentos.

Capacidade de Recusa: A ARERA pode recusar a autorização de investimentos que não atendam aos requisitos regulatórios de eficiência, sustentabilidade ou segurança.

7.4. ALEMANHA

Na Alemanha, a avaliação da Base Regulatória de Ativos para operadores de sistemas de transmissão de gás natural é baseada nos **custos históricos depreciados** (ou, mais especificamente, nos valores residuais regulatórios) de ativos fixos tangíveis²⁸. Embora algumas regiões europeias utilizem a indexação direta a partir de um IPC – Índice de Preços ao Consumidor para a base de ativos regulatórios (RAB), a regulamentação alemã tradicionalmente se concentra no ajuste das receitas permitidas (incluindo o retorno sobre o patrimônio líquido) com base nas taxas de juros do mercado de capitais, em vez da indexação direta da própria base de ativos pela inflação.

Novos investimentos na base de ativos são aprovados pela Agência Federal de Redes (Bundesnetzagentur ou BNetzA) por meio de um processo desenhado para equilibrar a segurança do

²⁸ [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Kosten_ErloesReg/Regulatory_Fact_Sheets/Downloads/Regulatory_Factsheets_RAB.pdf?__blob=publicationFile&v=3#:~:text=The%20regulatory%20asset%20base%20\(RAB,PP&E](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Kosten_ErloesReg/Regulatory_Fact_Sheets/Downloads/Regulatory_Factsheets_RAB.pdf?__blob=publicationFile&v=3#:~:text=The%20regulatory%20asset%20base%20(RAB,PP&E)

abastecimento com a eficiência de custos. O processo enfatiza as necessidades de investimento para a descarbonização, com o órgão regulador permitindo uma depreciação mais rápida de novos ativos para evitar custos irrecuperáveis futuros. Os principais mecanismos para aprovação e recuperação de investimentos incluem o Plano de Desenvolvimento da Rede de Gás, procedimentos para recuperação antecipada de capital e aprovações específicas para conversão em hidrogênio.

Plano de Desenvolvimento da Rede:

- As Operadoras de Sistemas de Transmissão de Gás (TSOs) devem apresentar um Plano de Desenvolvimento da Rede de gás à Agência Federal de Redes a cada dois anos, descrevendo as necessidades de infraestrutura para os próximos 10 anos.
- Este plano, baseado em um quadro de cenários aprovado pela BNetzA, identifica as expansões, reforços e conversões necessárias.
- A BNetzA realiza consultas sobre este plano e pode solicitar alterações, confirmando oficialmente as medidas (investimentos) consideradas necessárias e eficientes.

Avaliação de Eficiência e Necessidade:

- O regulador verifica se os investimentos são essenciais para a segurança do abastecimento, para atender às necessidades das usinas termelétricas a gás ou para a adaptação ao gás de menor poder calorífico.
- Investimentos não incluídos no Plano de Desenvolvimento da Rede aprovado ou considerados desnecessários geralmente não são aprovados para inclusão na RAB.

Medidas de Investimento/Margens de Capital:

- As operadoras podem solicitar que novos investimentos sejam incluídos no período regulatório atual, permitindo a recuperação imediata dos custos, em vez de esperar pelo próximo período regulatório.
- Rede Central de Hidrogênio (rede central de H₂): Aprovações específicas para a conversão da infraestrutura de gás natural existente para hidrogênio foram concedidas às TSOs com base nas necessidades futuras de transporte projetadas.

Outros fatores que afetam a aprovação

- **Neutralidade Climática até 2045:** O órgão regulador permite a depreciação acelerada de novos ativos de gás ativados desde 2023, permitindo que a depreciação seja

concluída até 2045 (por exemplo, um período de 22 anos para um investimento de 2023).

- **Risco de Ativos Obsoletos (*Stranded Assets*):** A ameaça de ativos obsoletos significa que novos investimentos são rigorosamente analisados quanto à sua relevância a longo prazo em um sistema que busca a descarbonização.
- **Garantia de abastecimento:** Investimentos em terminais de GNL ou novas infraestruturas de gás que garantam a continuidade do abastecimento são tratados com alta prioridade.

7.5. PORTUGAL

Em Portugal, a avaliação da Base Regulatória de Ativos para TSOs do setor de gás natural é realizada pelo método do **custo histórico**, com reavaliações sendo conduzidas pelo regulador local²⁹ - estas reavaliações são associadas a "baixas" e "inclusões" e não a alteração de valor de ativo já considerado. Não há indexações pela inflação do país³⁰, porque o impacto inflacionário não é significativo.

Com relação a aprovação de novos investimentos e subsequente incorporação na Base Regulatória de Ativos, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) aplica um processo rigoroso de avaliação técnica e econômica, inserido no plano decenal conhecido como PDIRG (Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Gás).

Deste modo, o processo de aprovação e inclusão na Base de Ativos Regulatória segue estas etapas (ERSE, 2023,2024,2025):

- **Proposta do Operador**, contendo os projetos de investimento base (manutenção, segurança) e complementares (novas capacidades/hidrogénio).
- **Consulta Pública e Parecer da ERSE:** A ERSE analisa a proposta, promove consulta pública e emite um parecer técnico que avalia a necessidade, eficiência de custos e o impacto tarifário dos investimentos.
- **CrITÉrios de Aprovação:** A ERSE recomenda prudência, focando em investimentos de "base" (necessários para a manutenção da rede) e questionando projetos complementares que aumentem o custo para o consumidor sem benefício claro.

²⁹ https://www.erse.pt/media/hhcjv4bl/transparencia_tarifastransporte_art30.pdf

Vale destacar que a reavaliação é associada "baixas" e "inclusões" e não a alteração de valor do ativo já considerado.

³⁰ https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/24/340-2024-R-com-ALLEGATO_A.pdf

- **Decisão Final do Governo:** Após o parecer da ERSE, a aprovação final do plano de investimentos cabe ao membro do Governo responsável pela área da energia.
- **A ERSE monitoriza a execução dos investimentos** para garantir que os montantes realizados não ultrapassem os aprovados, evitando aumentos desnecessários nas tarifas de gás.

7.6. ÁUSTRIA

O E-Control (regulador austríaco) utiliza o método da Base Regulatória de Ativos baseado em princípios de regulação por incentivos (Lei do Gás de 2011/Lei da Eletricidade de 2010), para determinar as tarifas de rede para eletricidade e gás. O método calcula um retorno razoável sobre o capital investido (utilizando o WACC), cobre a depreciação e inclui os custos operacionais com base em benchmarks eficientes e comparáveis de operadores de sistema.

A RAB para este caso é avaliada com base em valores contábeis depreciados dos ativos. Houve também uma transição dos valores de reposição para o custo histórico (valor contábil) de ativos financiados por capital próprio³¹. O índice de inflação para atualização é o CPI-consumer price index publicado pelo “Statistics Austria”³².

O E-Control aprova ou rejeita novas inclusões na Base Regulatória de Ativos através de um processo estruturado em múltiplos passos e focado nos critérios de eficiência, necessidade técnica e consistência com o planejamento de longo prazo da infraestrutura. O processo é guiado, em primeira instância, pela revisão e aprovação do *Coordinated Network Development Plan (CNDP)*, apresentado a cada dois anos e que cobre um horizonte de dez anos à frente (E-Control, 2018, 2023, 2025).

Critérios de aprovação dos novos investimentos – segundo o E-Control, as transportadoras devem demonstrar que os novos projetos/investimentos incrementais são:

- **Necessários por razões técnicas,** para garantir segurança de rede, confiabilidade e funcionalidade.

³¹ https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control_Cost_Methodology_2025_2027_EN.pdf/89d30cb5-0a61-d2bb-a967-885a3198e3c5?r=1734624260669

³² <https://www.statistik.at/fileadmin/announcement/2026/02/20260204VPIFlashEstimateJaenner2026EN.pdf>

- **Adequados e eficientes** – os investimentos devem ser eficientes e tipicamente são confrontados contra aqueles que seriam realizados por um “operador eficiente” e não contra referências históricas de custos.
- **Alinhados com as metas climáticas e de transição energética** – os projetos devem estar alinhados com os planos nacionais de energia e climáticos e, também, com as metas de descarbonização do país.
- **Uma necessidade de mercado:** os projetos devem ser justificados com base em avaliações de demanda de mercado, em particular com relação a capacidade incremental.

O processo de aprovação

- **Submissão de proposta e CNDP pelas transportadoras³³:** as transportadoras (por exemplo, Gas Connect Austria, TAG GmbH) submetem suas propostas e CNDP para o E-Control.
- **Consulta pública:** o E-Control promove consultas públicas, incentivando que outros stakeholders comentem os projetos propostos.
- **Decisão Oficial:** o E-Control aprova ou rejeita o CNDP (ou partes específicas) através de uma decisão regulatória.
- **Processos de capacidade incremental:** para expansões maiores, como as “cross-border”, existem processos específicos de aprovação e é necessária a coordenação com autoridades regulatórias de países vizinhos.

7.7. HUNGRIA

Para a avaliação da base regulatória de ativos a Hungria utiliza o método do custo histórico, a partir de dados contábeis e incluindo inclusive o valor contábil de ativos em construção. Não há indexação dos ativos de gás natural a algum índice de preços, embora o regulador utilize um índice ao consumidor (CPI) para distribuição e transmissão de eletricidade³⁴. O impacto inflacionário, para ativos de transporte de gás natural é considerado pouco significativo.

³³ Ver, por exemplo: <https://www.gasconnect.at/en/network-information/network-development/network-development-plan#:~:text=Gas%20Connect%20Austria%20establishes%20a,Network%20Development%20Plan%202023%20%2D%202032> e <https://www.aqam.at/en/gasgrid/network-planning/knep/#:~:text=On%20the%20other%20hand%2C%20the,Control%20dated%2030%20October%202025>

³⁴ <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2026/01/RFR-2025-Main-report-combined.pdf>

A aprovação de novos investimentos pelo regulador, a *Hungarian Energy and Public Utility Regulatory Authority (MEKH³⁵)*, envolve a avaliação de propostas com base nos critérios de necessidade, eficiência e conformidade com a estratégia energética nacional.

Processo de aprovação de investimentos pela MEKH (CEER, 2026 & ERRA, 2023)

- **Plano de Desenvolvimento de Rede - *Network Development Plan (NDP)***: as transportadoras (e distribuidoras) devem publicar seus planos de desenvolvimento de redes, tipicamente a cada dois anos e com o detalhamento de investimentos para os próximos cinco-dez anos.
- **Submissão e revisão**: estes planos são submetidos ao MEKH para análise e a agência avalia se os investimentos propostos são necessários para garantir segurança de suprimento e ou se estão alinhados as regulações da União Europeia. Em caso de aprovação, os custos correspondentes são considerados para fins de cálculo tarifário.
- **Mecanismos de incentivos**: para certos projetos o MEKH pode aplicar mecanismos de incentivos para encorajar um “completion” mais rápido.
- **Condições Especiais**: novos investimentos que envolvem empresas estrangeiras devem ser aprovados também pelo governo húngaro, existindo prioridade para projetos/investimentos de interesse comum da União Europeia.
- **Procedimentos de Capacidade Incremental**: para pontos de interconexão internacional (por exemplo, Hungria-Áustria), os investimentos são aprovados com base em testes de capacidade vinculativos bem-sucedidos, garantindo que o mercado demande a nova infraestrutura.

7.8. ESPANHA

Conforme regulamentado no Artigo 11 da Circular 9/2019, o Valor de Investimento Admitido, para fins de valoração da RAB dos TSOs de gás natural na Espanha, é calculado como a média entre o Valor de Investimento Auditado (custo real) e o valor de investimento a valores unitários (valor de referência). Quaisquer montantes concedidos, financiados, ou subsidiados por terceiros

³⁵ <https://mekh.hu/home>

são deduzidos deste valor³⁶. Não são aplicados ajustes devidos à inflação sobre o valor da RAB.³⁷, uma vez que o impacto inflacionário é pouco significativo.

De acordo com CEER (2026), a RAB é atualizada anualmente, adicionando novos investimentos e subtraindo baixas contábeis e depreciação.. Subsídios e ativos construídos ou financiados por terceiros também são excluídos, assim como 90% da receita da venda de ativos desativados para a construção de novos, ou medidas equivalentes. Quando os ativos encerram sua vida útil regulatória, eles são retirados da RAB e param de receber receita de investimento. Os ativos comissionados no ano “n” começam a receber receitas no ano “n+1”.

Com relação a aprovação (ou não) de novos investimentos, a Comissão Nacional dos Mercados e da Concorrência (CNMC), regulador espanhol, verifica a conformidade das propostas com o plano de infraestrutura aprovado e audita os custos para incorporar novos ativos à Base de Regulatória (CNMC, 2026 e Enagas, 2026).

De acordo com o Real Decreto-Lei 1/2019, a CNMC concentra-se na eficiência econômica e na conformidade técnica dos investimentos, enfatizando particularmente a integração de gases renováveis e a descarbonização. Neste sentido, os principais aspectos do processo de aprovação de um novo investimento/investimento incremental envolvem:

- **Conformidade com o Planejamento:** Novos investimentos devem estar incluídos no planejamento de infraestrutura de gás aprovado para 2021-2026 (que foi modificado em 2024 para incluir € 489 milhões em investimentos adicionais, elevando o total para € 7.453 milhões).
- **Incorporação de Ativos em Duas Fases:** A inclusão de novos ativos na RAB ocorre em duas fases:
- **Definição Provisória:** O Valor de Investimento Admitido é calculado utilizando valores unitários de referência (Circular 9/2019).
- **Definição Definitiva:** A CNMC atualiza o Valor de Investimento Admitido após auditoria dos custos reais apresentados pelas Operadoras (ex.: Enagás).

³⁶ https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Transparency%20Guidelines%20Annex%20I%20REGULACION%20EU%202024-1789c.pdf

³⁷ Neste caso não faz sentido o uso da inflação, pois a valoração já é ancorada numa ideia de atualização à realidade dos valores praticados em mercado.

- **Incentivos ao Investimento:** A CNMC aplica um período regulatório de 6 anos (2021-2026) que utiliza uma metodologia híbrida: teto de receita (definição de receitas permitidas) e incentivos à eficiência e produtividade (Circular 9/2019).
- **WACC Separado para Novos Ativos:** Para incentivar o investimento apesar da volatilidade do mercado, a CNMC distingue entre ativos antigos e novos, permitindo um Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) separado e atualizado para novos investimentos realizados a partir de 2022, distinto da taxa para ativos legados (4,16%).
- **Foco em Gases Verdes:** A CNMC aprovou recentemente a Circular 2/2025 (desenvolvida a partir de um processo de junho de 2024), que visa acelerar a conexão de usinas de gás renovável (biometano e hidrogênio) à rede, substituindo o quadro de 2016.
- **Aprovação de Alterações Técnicas:** A CNMC atua como reguladora das condições técnicas (por exemplo, em julho de 2025, definindo a capacidade de acesso firme e os estudos nodais para conexão à rede).

7.9. TRATAMENTO DE ATIVOS INCREMENTAIS PARA FINS DE INCLUSÃO NA BASE DE ATIVOS NO CONTINENTE EUROPEU - ACER

Na Europa, de modo geral, o tratamento de investimentos incrementais segue critérios rigorosos de **eficiência, necessidade e benefício socioeconômico**, coordenados pela Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER)³⁸ e pelas autoridades nacionais³⁹.

Os principais mecanismos de avaliação incluem:

1. Teste de Demanda Incremental (Market Test)

Para novos projetos ou expansões de capacidade, a regulação europeia exige frequentemente um **teste de mercado**.

- **Comprometimento Prévio:** Investimentos só são autorizados para inclusão na RAB se houver prova de demanda firme por parte dos usuários (carregadores).

³⁸ <https://www.acer.europa.eu/gas/network-codes/tariffs/acer-reports-national-tariff-consultations/acer-analysis-national-tariff-consultation-documents>

³⁹ Estamos utilizando neste tópico a expressão “tratamento de ativos incrementais”; entretanto, as práticas aqui descritas não se referem apenas ao reconhecimento de investimentos de expansão, mas também a investimentos em sustaining (capex incremental), inclusive nos casos de investimentos em ativos totalmente depreciados (em reforços de confiabilidade/extensão vida útil/aumento do desempenho e relacionados à transição energética).

- **Alocação de Risco:** Se o teste falhar em demonstrar demanda suficiente, o investimento pode ser vetado ou o risco financeiro é atribuído à transportadora, impedindo o repasse integral para as tarifas.

2. Análise Custo-Benefício (CBA)

Projetos de infraestrutura, especialmente os de interesse comum (PCIs), devem passar por uma **Metodologia CBA** padronizada:

- **Critérios de Seleção:** Devem demonstrar benefícios que superem os custos em termos de **sustentabilidade, segurança de suprimento e integração de mercado**.
- **Visão de Longo Prazo:** A avaliação agora considera obrigatoriamente **a compatibilidade do ativo com a meta de neutralidade climática de 2050**.

3. Critérios de Eficiência e Prudência

Assim como no Brasil, os reguladores europeus aplicam testes para garantir que apenas custos incorridos de forma "prudente e eficiente" entrem na base:

- **Benchmarking:** Os custos do projeto são comparados com referências internacionais de mercado para evitar sobrepreços.
- **Auditorias Regulatórias:** O regulador tem o poder de excluir ativos da RAB se identificar gastos excessivos ou investimentos estrategicamente inflados para aumentar o retorno.

4. Adaptação para a Transição Energética (Repurposing)

Com o novo "Pacote de Gás e Hidrogênio" da UE (2024), surgiram regras específicas para a base de ativos:

- **Reaproveitamento de Ativos:** Investimentos para converter gasodutos existentes para transporte de hidrogênio podem ser mantidos ou adicionados à RAB, permitindo a recuperação de custos em períodos mais longos para não onerar excessivamente os usuários iniciais.
- **Intertemporalidade:** Mecanismos que permitem que os custos de infraestrutura de novos gases sejam distribuídos ao longo de décadas, evitando picos tarifários no início da operação.

A regulação europeia atual tem priorizado investimentos que facilitem o **fluxo bidirecional**, a **digitalização** e a **descarbonização** (biometano e H2) para que sejam elegíveis à remuneração regulatória. **É importante destacar a natural separação entre o que são novos investimentos**

e investimentos realizados (base blindada) para fins de manutenção de segurança regulatória e apuração adequada de períodos de depreciação/remuneração. Há, inclusive, uma discussão nas jurisdições europeias acerca de uma diminuição geral dos prazos, como forma de compensação por um risco iminente de “stranded assets”⁴⁰.

8. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Apresentamos neste documento uma avaliação acerca da metodologia RCM, bem como análises de benchmark internacional e nacional com relação a metodologias para valoração da Base Regulatória de Ativos.

Adicionalmente, a partir de uma análise de compatibilidade regulatória, foram identificadas as vantagens, limitações, riscos e condições de aplicabilidade do RCM em setores regulados e com foco no segmento de transporte de gás natural por dutos no Brasil.

Nossa pesquisa e seus resultados podem ser divididos em blocos de análise – “Estado da arte”; “A aplicação no caso australiano”; “Benchmark internacional”; “Benchmark intersetorial e nacional” e “Análise de compatibilidade regulatória e de riscos”. Os principais achados encontram-se resumidos abaixo:

- **Estado da arte: fundamentos econômicos e regulatórios, formulação conceitual, variações e requisitos de dados.**
 - O RCM não é compatível com um ambiente de competição funcional, como desejava o regulador australiano
 - A implementação do método é dependente de uma contabilidade mais granular, o que não é caso dos ativos brasileiros. Não é possível a reprodução de um histórico confiável.
- **A aplicação no caso australiano: arcabouço institucional/regulatório, condições de aplicabilidade, casos públicos, aprendizados e críticas.**
 - O método não foi implementado na Austrália para ativos regulados e, sim, para fins de arbitragens e acordos bilaterais entre transportadores e carregadores

⁴⁰ <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/RAP-Oeko-Gas-planning-2024.pdf#:~:text=For%20Belgium%2C%20target%20depreciation%20rates%20are%20applied,50%20years%20for%20pipelines%20and%2010%20to.>

- O método foi efetivamente aplicado em apenas um dos casos conhecidos – tendo a sua potencial aplicação no caso do Tasmanian Gas Pipeline (2018) sido alvo de críticas por consultores e pesquisadores do país.
 - Os resultados deste caso concreto indicam uma direção contrária ao desejado pela “Part 23”: ausência de efeitos em competição e problemas com relação a ativos historicamente sub-utilizados.
 - O caso do Gasoduto Carisbrook-Horsham, de 2021, apresentou uma valoração pelo RCM mais em linha com a metodologia DAC e com os objetivos da “Part 23” em termos de compatibilidade com mercados mais competitivos.
- **Benchmarking internacional: identificação de países (além da Austrália) que adotam, discutem ou rejeitam abordagens similares ao RCM; comparação com modelos de RAB/BRA tradicionais.**
 - Não há evidência de outros países ou casos que façam utilização de metodologia similar ao RCM.
 - A maioria das jurisdições dentro da amostra faz uso do Custo de Reposição; outras utilizam o Custo Histórico Contábil, mas há um equilíbrio no uso entre as metodologias.
 - Em todos os casos, em que são aplicáveis a correção pela inflação, observa-se a escolha de um CPI -Consumer Price Index.
 - Em todas as jurisdições há um processo formal para qualificação/aprovação de investimentos incrementais, com separação entre base blindada e base incremental e incluindo também sustaining capex e ou investimentos em ativos totalmente depreciados
 - **Benchmarking intersetorial e nacional: aplicação do RCM (ou análogos), DAC/CHCI e CRN em outros segmentos de infraestrutura regulada (eletricidade, saneamento, transportes, telecom etc.), com condições de viabilidade.**
 - Não há evidência de casos intersetoriais e ou nacionais, em outras infraestruturas, com metodologias semelhantes ao RCM.
 - Todos os casos estudados fazem uso do Custo de Reposição Novo/Valor Novo de Reposição ou do Custo Histórico Corrigido, com atualização pelo índice IPCA-IBGE.
 - Em todos os casos analisados há a preocupação em realizar uma avaliação robusta para inclusão de investimentos incrementais, bem como a separação entre

base blindada e base incremental. Também se incluem os investimentos em sustaining capex, em ativos totalmente depreciados e ou alinhados ao processo de transição energética.

- **Análise de Compatibilidade Regulatória e de Riscos: consistência do RCM com princípios regulatórios e avaliação de riscos.**
 - O RCM e sua implementação de forma abrupta poderiam violar e ou ir em direção contrária aos princípios regulatórios da previsibilidade, estabilidade, modicidade/eficiência e incentivos ao investimento.
 - Uma avaliação retrospectiva da base regulatória, conforme preconizado pelo método, não seria consistente com o próprio conceito de ciclo/revisão tarifária e seria incompatível com o princípio da segurança jurídica.
 - A aplicação do RCM não encontra precedentes em outros reguladores e tampouco na ANP, considerando-se a essência retrospectiva da metodologia. É importante também considerar a isonomia dentro da prática da agência, vis-a-vis os processos realizados para outras transportadoras.

Deste modo, a pesquisa realizada indica que devem ser privilegiados os métodos consagrados na literatura e prática regulatória observada - Custo de Reposição Novo e/ou Custo Histórico Corrigido pela Inflação – em suas versões tradicionais.

A adoção do RCM não encontra respaldo sob qualquer aspecto e deve ser descartada, em detrimento das práticas realmente mais consagradas na regulação de infraestruturas com relação ao tema BRA.

Também, recomenda-se a discussão acerca de um procedimento formal, a partir dos benchmarks identificados, para a **qualificação/aprovação de novos investimentos/investimentos incrementais**, bem como o uso dos conceitos de base blindada e base incremental, além de tratamento adequado para sustaining Capex, investimentos em ativos totalmente depreciados, mas ainda funcionais e aqueles que podem beneficiar o processo de transição energética no país.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACCC, July 2019 Gas Inquiry 2017-2020 Interim Report, July 2019

Água e ambiente online (2025). ERSE lança consulta pública sobre plano de investimento na rede nacional de gás. Disponível em <https://www.ambienteonline.pt/destaques/erse-lanca-consulta-publica-sobre-plano-de-investimento-na-rede-nacional-de-gas>

AGGM (2025). Consultation on CNDP. Disponível em <https://www.aggm.at/en/gas-grid/network-planning/knep/#:~:text=On%20the%20other%20hand%2C%20the,Control%20dated%2030%20October%202025>

ANEEL (2015). Proret. Módulo 2, submódulo 2.3. Disponível em https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015686_Proret_Submod_2_3_V5.pdf

ANP (2020). Manual de boas práticas regulatórias. Disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/arq/manual-boas-praticas-regulatorias.pdf>

ARERA/OXERA (2024). Regulatory Precedents on inflation treatment and WACC allowance. Disponível em https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/24/340-2024-R-com-ALLEGATO_A.pdf

ARERA (2024). Annual Report. Disponível em https://www.arera.it/fileadmin/EN/publications/acer_and_ec/AR_2024_Summary_EN.pdf

ARERA (2020). Decision on the investment request by Terna and STEG for the PCI 3.27 Interconnection between Sicily (IT) and Tunisia (TU) node. Disponível em <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/20/176-20all.pdf>

ARSAE (2025). Revisão Tarifária da COPASA. Disponível em https://www.arsae.mg.gov.br/wp-content/uploads/2025/12/NT_CRE_15_2025_Custos_de_Capital_Copasa_final_posCP65.pdf

ARSESP (2023). NT 0017018360. Disponível em https://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/Certificacao_anual_de_investimentos_Gas_NT.pdf

ARSESP (2024). DELIBERAÇÃO ARSESP Nº 1.487, de 12 de janeiro de 2024. Disponível em <https://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/ldl14872024.pdf>

ARSESP (2024). Nota Técnica Final – Revisão Tarifária Periódica da Comgás. Disponível em <https://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/NT%20Final%20-%20Metodologia%205%20RTO%20Gas%20Metodologia%205RTO%20GAS%20-%20n%200048454038.pdf>

ARSESP e Governo de SP (2024). Modelo regulatório para a SABESP. Disponível em <https://semil.sp.gov.br/desestatizacaosabesp/wp-content/uploads/sites/24/2024/02/Anexo-V-1.pdf>

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. Non-scheme pipeline financial reporting guideline: explanatory statement. Dez. 2017.

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. Non-scheme pipeline financial reporting guideline. December 2017.

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. Explanatory note: Pipeline Information Disclosure Guidelines. October, 2023.

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. National Gas Rules. Part 23 (Access to non-scheme pipelines) exemptions. Disponível em: <https://www.aer.gov.au/part-23-access-non-scheme-pipelines-exemptions>. Acesso em: 08 dez. 2025.

Beecher & Kihm (2016). Risk Principles for Public Utility Regulators. Michigan State University Press.

Brown, Carpenter and Nguyen. Financial Information Disclosed by Gas Pipelines in Australia UNDER PART 23 OF THE NATIONAL GAS RULES. The Brattle Group. 2019. https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2021/05/18330_financial_information_disclosed_by_gas_pipelines_in_australia.pdf

BundesNetzagentur (2024). BundesNetzagentur approves hydrogen core network. Disponível em https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2024/20241022_H2.html#:~:text=Klaus%20M%C3%BCller%20:%20%22Approval%20of%20the,nationwide%20hydrogen%20infrastructure%20in%20Germany.

BundesNetzagentur (2025). BundesNetzagentur approves electricity and gas/hydrogen scenario framework. Disponível em https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2025/20250430_Szenariorahmen.html#:~:text=libraryOfficial%20Gazette-,Bundesnetzagentur%20approves%20electricity%20and%20gas/hydrogen%20scenario%20frameworks,climate%2Dneutral%20energy%20system.%22

BundesNetzagentur (2026). Regulatory Factsheet. Regulatory Asset Base for 5th Regulatory Period. Disponível em [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Kosten_ErloesReg/Regulatory_Fact_Sheets/Downloads/Regulatory_Factsheets_RAB.pdf?__blob=publicationFile&v=3#:~:text=The%20regulatory%20asset%20base%20\(RAB,PP&E](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Kosten_ErloesReg/Regulatory_Fact_Sheets/Downloads/Regulatory_Factsheets_RAB.pdf?__blob=publicationFile&v=3#:~:text=The%20regulatory%20asset%20base%20(RAB,PP&E)

CER (2024). Deliberation no 2024-22. Disponível em https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/240130_2024-22_ATRT8-en.pdf

CEER (2023). Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks. Disponível em <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/RFR23-Main-report.pdf>

CEER (2026). Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks. Disponível em <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2026/01/RFR-2025-Main-report-combined.pdf>

Chambers and Partners (2025). Law and Practice in Hungary. Disponível em <https://practice-guides.chambers.com/practice-guides/comparison/1260/17149/26972-26976-26982-26988-26994-27000-27006#:~:text=The%20primary%20regulators%20of%20renewable,licensing%20and%20support%20scheme%20conditions.>

CNMC – Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia(2026). Transparency Guidelines (Spain 2026). Disponível em https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Transparency%20Guidelines%20Annex%20I%20REGULACION%20EU%202024-1789c.pdf

Giacchino, LR & Lesser, J (2011). Principles of Utility Corporate Finance, Public Utilities Reports.

E-Control (2025). E-Control Cost Methodology 2025-2027. Disponível em https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control_Cost_Methodology_2025_2027_EN.pdf/89d30cb5-0a61-d2bb-a967-885a3198e3c5?t=1734624260669

E-Control (2018). Guidelines for the implementation of the CNDP 2018. Disponível em https://www.e-control.at/documents/1785851/1811597/ECA_KNEP_Leitlinien_public_19_09_2018_en.pdf/4db6e89d-ddd4-aaa4-2033-2d7d11d91a58?t=1539678672654#:~:text=Projects%20in%20the%20current%20CNDP%20include:&text=New%20projects%20that%20have%20been,the%20CNDP%20remains%20in%20effect.&text=%E2%80%A2-,Once%20the%20withdrawal%20has%20been%20approved%2C%20withdrawn%20projects%20are%20no,included%20in%20the%20current%20CNDP.&text=Confidential%20attachments%20containing%20confidential%20data,fields%20can%20be%20left%20blank.

E-Control (2023). Methodology and criteria for evaluating investments in energy network projects. Disponível em https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/ECA_Methodology_and_Criteria_20230924.pdf/eaf49c7c-9bdd-b8da-e9ab-0f9c2a4c8236?t=1695199638858#:~:text=4%20Every%20other%20year%2C%20the,and%20forecast%20supply%20and%20demand.

Economia ao minuto (2023). ERSE quer prudência e ponderação nos investimentos em redes de gás. Disponível em [https://www.noticiasominuto.com/economia/2394131/erse-quer-prudencia-e-ponderacao-nos-investimentos-em-redes-de-gas#:~:text=A%20Entidade%20Reguladora%20dos%20Servi%C3%A7os%20Energ%C3%A9ticos%20\(ERSE\),2024%20e%202033%2C%20sugerindo%20mesmo%20alguns%20adiamentos.](https://www.noticiasominuto.com/economia/2394131/erse-quer-prudencia-e-ponderacao-nos-investimentos-em-redes-de-gas#:~:text=A%20Entidade%20Reguladora%20dos%20Servi%C3%A7os%20Energ%C3%A9ticos%20(ERSE),2024%20e%202033%2C%20sugerindo%20mesmo%20alguns%20adiamentos.)

Efrag (2025). Italian Regulatory Regimes. Disponível em https://www.efrag.org/sites/default/files/media/document/2025-08/01-02_-_italian_regulatory_regime_-_efrag_rrawg_25-05-12.pdf

Efrag (2025). European Regulatory Schemes. Disponível em [https://www.efrag.org/sites/default/files/media/document/2025-08/01-01 - issues paper on eu regulatory schemes - _efrag_rrawg_25-05-12.pdf](https://www.efrag.org/sites/default/files/media/document/2025-08/01-01_-_issues_paper_on_eu_regulatory_schemes_-_efrag_rrawg_25-05-12.pdf)

Enagas (2026). National Regulation. Disponível em <https://www.enagas.es/en/about-us/regulatory-framework/national-regulation/#:~:text=With%20the%20publication%20of%20Royal,framework%20for%20underground%20storage%20facilities.>

ERSE(2025). Transparência nas tarifas de transporte. Disponível em https://www.erse.pt/media/hhcjv4bl/transparencia_tarifastransporte_art30.pdf

ERSE (2024). ERSE emite parecer sobre investimentos nas redes de distribuição de gás para 2025-2029. Disponível em <https://www.erse.pt/media/f2qi40xw/comunicado-parecer-postas-pdir-d-g-2024.pdf>

ERSE (2024). Parecer sobre investimentos propostos pela REN Gasodutos para aprovação autônoma. Disponível em <https://www.erse.pt/media/5yyjvd2m/parecer-aprovacao-autonoma-investimentos-ren-para-h2.pdf>

ERSE (2023). Plano de Investimento da Rede Nacional de Transporte de gás natural. Disponível em <https://www.erse.pt/media/t0sfkmid/pdirg-2023.pdf>

ERRA (2023). Energy in Hungary. Disponível em [https://erranet.org/annual-conference/wp-content/uploads/2023/10/MEKH_Energy_in_Hungary.pdf#:~:text=III.%20As%20the%20country%20is%20a%20Member,the%20European%20projects%20of%20common%20interest%20\(PCIs\).](https://erranet.org/annual-conference/wp-content/uploads/2023/10/MEKH_Energy_in_Hungary.pdf#:~:text=III.%20As%20the%20country%20is%20a%20Member,the%20European%20projects%20of%20common%20interest%20(PCIs).)

Euan Morton & Matt Rodgers (2020). Asset Valuation confusion under Australia's National Rules. Disponível em [Asset valuation confusion under Australia's National Gas Rules - Synergies Economic Consulting](#)

Gas Connect Austria (2025). Network Development Plan. Disponível em <https://www.gasconnect.at/en/network-information/network-development/network-development-plan#:~:text=Gas%20Connect%20Austria%20establishes%20a,Network%20Development%20Plan%202023%20%2D%2020232>

Kolb, Tye & Myers (1993). Regulatory Risk: Economic Principles and applications to natural gas and other industries. Springer.

Laffont & Tirole (2003). A Theory of Incentives in Procurement and Regulation, MIT Press.

Losekann, L; Almeida, E.; Rodrigues, N.; Carhuamaca, Y. K. Y. **A valoração de ativos de transporte de gás natural: o Recovered Capital Methodology (RCM) é uma solução adequada para o caso brasileiro?** Ensaio Energético, 13 de janeiro, 2026. Disponível em <https://ensaio-energetico.com.br/a-valoracao-de-ativos-de-transporte-de-gas-natural-o-recovered-capital-methodology-rcm-e-uma-solucao-adequada-para-o-caso-brasileiro/>

Morin, R (2006). New Regulatory Finance, Public Utilities Reports.

Oberle, S., Gnann, T., Waynas, L., Wietschel, M. (2024). Analyzing the regulatory framework gas for gas distribution networks with decreasing natural gas demand in Germany. Helyon, volume 10, Issue 24. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844024168314#:~:text=Up%20to%20now%2C%20the%20depreciation,for%20network%20operators%20and%20users.>

OCDE (2012). Recommendation of the Council on Improving the Quality of Government Regulation. Paris: OCDE Publishing, 2012. Disponível em <http://www.oecd.org/governance/regulatorypolicy/49990817.pdf>

Ofgem (2025). Consultation on Natural Gas asset repurposing valuation methodology. Disponível em https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2025-05/Consultation_on_asset_repurposing_valuation_methodology.pdf

Ofgem (2023). Call For Input - Impact of high inflation on the network price control operation. Disponível em <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-08/Inflation%20Call%20for%20Input%20-%20FI-NAL.pdf#:~:text=For%20the%20RIIO%2D1%20&%20price%20controls,an%20efficient%20cost%20of%20capital%20for%20consumers.>

Ofgem (2018). RIIO-T1 Gas Transmission Price Control – Regulatory Instructions and Guidance: version 5.1. Disponível em <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2018/03/riio-gt1 - regulatory instructions and guidance 5.1.pdf>

SANEPAR (2016). Metodologias para revisão tarifária. Disponível em <https://ri.sane-par.com.br/docs/Sanepar-2016-04-01-RKcCMh8w.pdf>

SANEPAR (2025). Terceira revisão tarifária periódica. Disponível em <https://www.sane-par.com.br/sites/default/files/notatecnica620253artpsanepar.pdf>

Villadsen Villadsen, B., Vilbert, M.J., Harris, D. & Kolbe, A.L. (2017) Risk and Return for Regulated Industries, Elsevier Academic Press.

World Bank (2008). Accounting for Infrastructure Regulation – An Introduction.