

CONTRIBUIÇÃO DA ASDECEN À CONSULTA PÚBLICA Nº 03/2026 DA ANP

Objetivo da CP nº 03/2026: obter contribuições sobre as Determinações Regulatórias relativas à valoração da Base Regulatória de Ativos, aos Planos de Investimentos e aos custos operacionais das transportadoras de gás natural GOM, TSB, TBG, NTS e TAG, referentes ao Ciclo Tarifário 2026–2030, conforme aprovada sua realização pela Resolução de Diretoria no. 142/2026.

Tema da contribuição: Valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA), Planos de Investimentos e custos operacionais das transportadoras de gás natural referentes ao Ciclo Tarifário 2026–2030.

A Associação de Defesa dos Consumidores de Energia do Norte (ASDECEN), na qualidade de entidade representativa dos consumidores de energia elétrica e gás natural da Região Norte, na pessoa de seu Diretor José Roberto Alves de Lima, apresenta sua contribuição à Consulta Pública nº 03/2026 da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O presente documento visa demonstrar a urgência e a viabilidade regulatória da inclusão do gasoduto Urucu-Coari-Manaus (UCM) no escopo desta revisão tarifária, com base na necessidade de proteção ao consumidor e nas melhores práticas regulatórias internacionais.

1. CONTEXTUALIZAÇÃO DO GASODUTO UCM SOB A ÓTICA DO CONSUMIDOR

1. O gasoduto Urucu–Coari–Manaus (UCM) é uma infraestrutura de transporte de gás natural de relevância estratégica para a segurança energética e para a modicidade

tarifária na Região Norte. Trata-se do único gasoduto de transporte operando em sistema completamente isolado no país, sendo responsável pelo abastecimento do gás natural que supre aproximadamente 85% da energia elétrica consumida no sistema interligado do Estado do Amazonas. Adicionalmente, atende a quase 30.000 usuários de gás canalizado, abrangendo desde consumidores residenciais até grandes indústrias.

2. Qualquer distorção na tarifa de transporte do UCM não fica restrita às relações contratuais entre o transportador e os carregadores. Ela se projeta diretamente sobre o valor pago pelos consumidores de energia elétrica e de gás canalizado no Amazonas e, por meio dos encargos setoriais, sobre as contas de luz de consumidores de todo o país.

1.1. O papel central do consumidor na viabilização do sistema

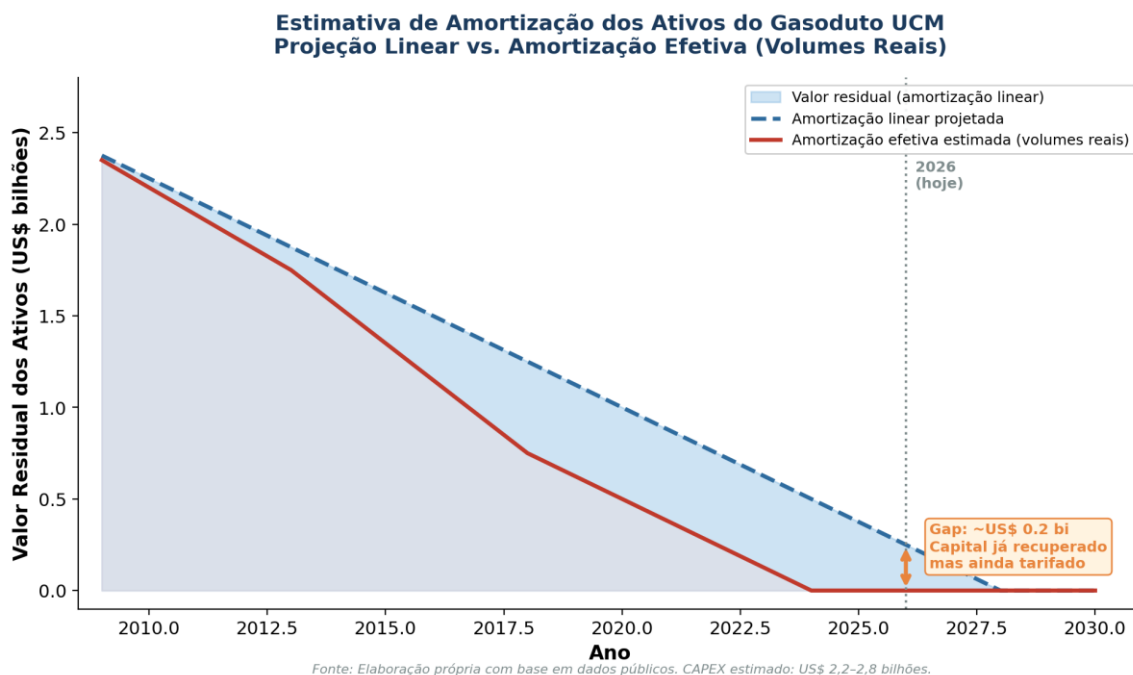
3. É fundamental sensibilizar a Agência para o fato de que a viabilização do sistema integrado de produção, processamento e transporte de gás natural na Província de Urucu não decorreu de uma lógica típica de mercado concorrencial. Tratou-se de um projeto estruturante ancorado em demanda firme e previsível, garantida essencialmente pelo despacho termelétrico na região Norte. As usinas termelétricas a gás natural instaladas no Estado do Amazonas, ao celebrarem contratos de longo prazo, proporcionaram a segurança econômica necessária para viabilizar os investimentos em exploração e produção (E&P), a implantação da Unidade de Tratamento de Gás (UTG) e a construção do gasoduto UCM.

4. Em última instância, a monetização e a viabilização das reservas de gás de Urucu foram totalmente ancoradas no setor elétrico. Isso significa que o consumidor de energia elétrica foi quem efetivamente pagou a conta até aqui, internalizando o custo da expansão dessa infraestrutura energética estratégica por meio das tarifas e encargos setoriais. Esse fato histórico deve ser considerado de forma central na análise da ANP.

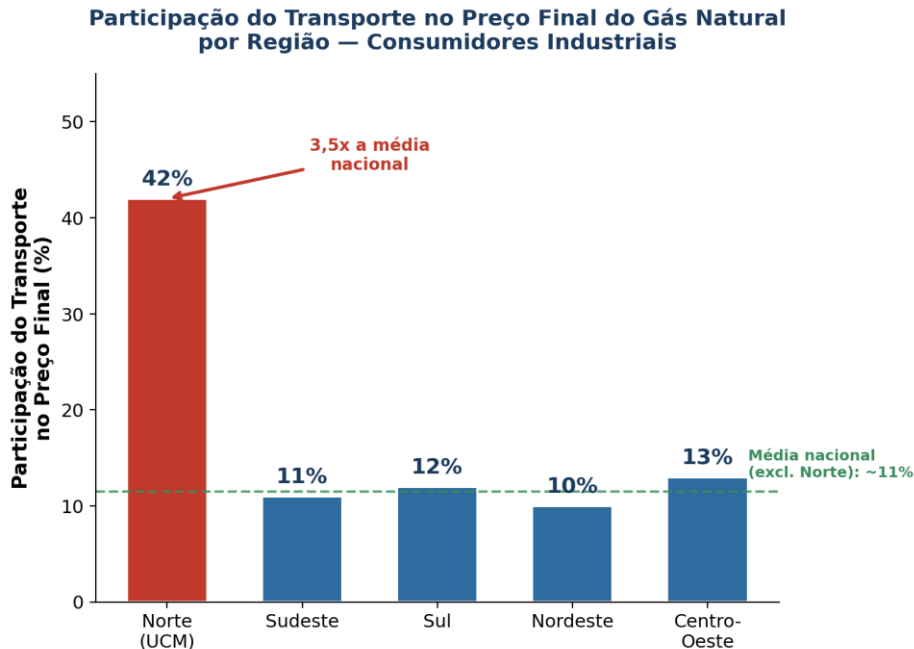
1.2. Amortização acelerada e distorção tarifária

5. O contrato de transporte do UCM, com vigência até novembro de 2030, foi estruturado com base em um fluxo de caixa descontado que previa a amortização integral dos ativos ao final do prazo contratual. Para viabilizar o investimento (CAPEX estimado entre US\$ 2,2 e 2,8 bilhões para o sistema integrado), assumiram-se obrigações de take or pay e ship or pay no patamar de 5,5 milhões de metros cúbicos por dia. O projeto não assumiu risco de demanda típico de infraestrutura privada; houve quase plena socialização do risco via contratos de energia.

6. Desde então, a expansão do consumo elevou o volume efetivamente transportado, gerando uma receita acumulada estimada entre US\$ 3,0 e 4,5 bilhões no período de 2009 a 2025. Isso acelerou significativamente a amortização dos ativos. Estima-se que mais de 70% a 85% da base de ativos já se encontre economicamente amortizada, o que significa que o empreendimento já atingiu o payback regulatório implícito.



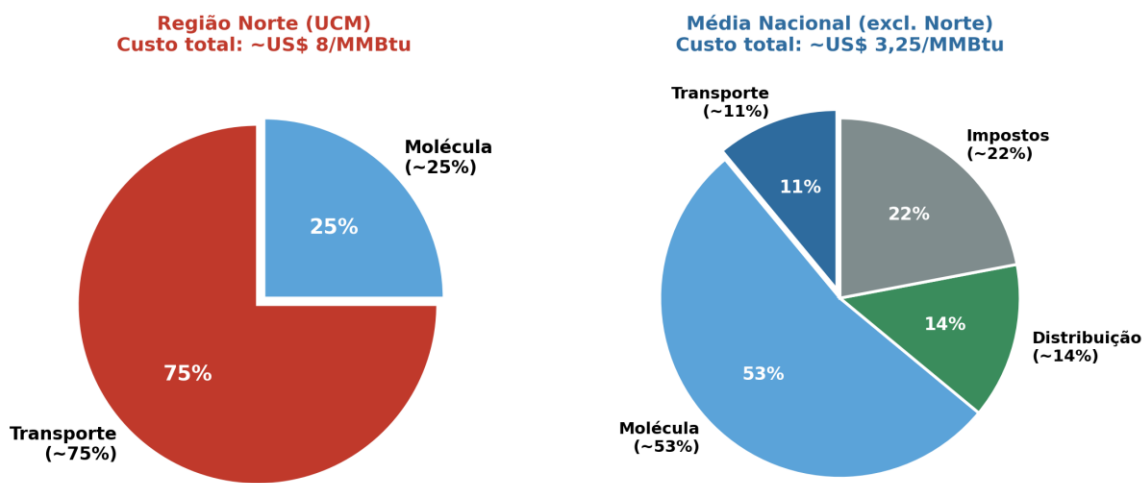
7. Todavia, essa amortização acelerada não foi acompanhada de um ajuste na tarifa de transporte. Um estudo da Fundação Getulio Vargas (FGV/CERI) de 2025 indica que, na região Norte, a tarifa de transporte de gás responde por 40% a 43% do preço final da molécula para consumidores industriais, enquanto a média nacional (excluindo o Norte) é de aproximadamente 11%.



Fonte: FGV/CERI (2025) — Decomposição das Tarifas de Gás Natural ao Consumidor Final

8. Quando se observa a composição do custo do gás entregue aos agentes locais, a assimetria é evidente. Em um custo total de cerca de US\$ 8/MMBtu, o transporte representa cerca de US\$ 6/MMBtu (75%), enquanto a molécula responde por apenas US\$ 2/MMBtu (25%). Em comparação com benchmarks internacionais e nacionais para sistemas maduros onshore (tipicamente US\$ 1,5 a 3,0/MMBtu), não há justificativa econômica para a manutenção de tarifas em patamar premium estrutural para um ativo já amplamente amortizado.

Composição do Custo do Gás Natural para Consumidores Industriais



Fonte: FGV/CERI (2025) e dados operacionais do UCM.

9. A manutenção de tarifas baseadas em CAPEX histórico integral configura transferência indevida de renda dos consumidores para os agentes econômicos e perpetuação de assimetrias regionais incompatíveis com a modicidade tarifária. A inclusão do UCM na revisão tarifária do ciclo 2026–2030 é, portanto, um imperativo de justiça tarifária intertemporal: os consumidores que viabilizaram o desenvolvimento da infraestrutura devem agora capturar os ganhos decorrentes da maturidade dos ativos.

2. FUNDAMENTAÇÃO DO PLEITO E COMPETÊNCIA DA ANP

10. A disciplina do transporte de gás natural no Brasil encontra fundamento, em primeiro plano, na Constituição Federal, que impõe ao Poder Público o dever de organizar a prestação de serviços públicos garantindo, simultaneamente, a remuneração adequada do capital investido e a modicidade tarifária. No setor de gás natural, esse mandamento é concretizado pela Lei nº 14.134/2021, que atribui à ANP a competência para fixar a receita máxima permitida de transporte, bem como estabelecer critérios de reajuste, revisão periódica e revisão extraordinária das tarifas,

sempre com base em parâmetros de eficiência, competitividade e proteção do consumidor.

11. Os arts. 9º e 13, § 3º, da Lei nº 14.134 deixam claro que a tarifa de transporte é o resultado de um juízo regulatório sobre custos eficientes e adequada alocação de riscos entre agentes e usuários, e não uma mera reprodução automática de contratos privados. Essa concepção é essencial para assegurar que estruturas pactuadas em um contexto de maior incerteza ou de forte assimetria de poder de barganha não perpetuem ganhos desproporcionais a agentes já amplamente remunerados à custa dos consumidores.

12. No tocante aos contratos legados, o art. 44 da mesma lei institui um regime de transição que não cristaliza arranjos pretéritos, mas determina sua adequação, em prazo certo, aos novos regimes de contratação de capacidade. O legislador reconheceu a necessidade de segurança jurídica para investimentos já realizados, mas também conferiu instrumentos para que a Agência alinhe tais contratos à lógica moderna de regulação econômica baseada em Base Regulatória de Ativos (BRA), Receita Máxima Permitida (RMP) e critérios estritos de eficiência. Trata-se de um mandato legal expreso para que a Agência conduza a transição regulatória, inclusive definindo a BRA de abertura dos sistemas, entre os quais se insere o gasoduto Urucu–Coari–Manaus.

13. O Decreto nº 10.712/2021 reforça esse papel da ANP ao definir gastos eficientes como custos, despesas e investimentos incorridos em bases econômicas, necessários e suficientes para a prestação do serviço. Por essa definição, ativos integralmente recuperados, ou cuja remuneração supere o necessário à cobertura do capital investido, não podem permanecer indefinidamente compondo a base de custos reconhecida para fins tarifários.

14. Além disso, o art. 5º-B, inciso V, do mesmo decreto atribui à ANP a competência para estabelecer uma remuneração justa e adequada, condizente com os riscos da atividade de cada infraestrutura específica. O § 3º explicita que essa remuneração justa corresponde ao mínimo pretendido pelo investidor, com correção inflacionária e

amortização ao longo do tempo, devendo refletir o menor impacto possível no preço observado pelo consumidor.

15. A Resolução ANP nº 991/2026 e a Nota Técnica nº 2/2026 da SIM-CTR operacionalizam esses comandos ao adotar o modelo de RMP em blocos de construção, no qual a BRA é o núcleo econômico do regime tarifário. A prevenção da dupla remuneração de capital é um princípio estruturante da valoração regulatória, sobretudo no contexto de transição de contratos legados para o novo regime.

16. Aplicados analogicamente ao arranjo contratual do UCM, os princípios do Direito Administrativo sobre o equilíbrio econômico-financeiro (Lei nº 8.987/1995 e jurisprudência do STJ) legitimam que a ANP promova a correção da tarifa de transporte para baixo, limitando-a ao patamar necessário à justa remuneração do capital remanescente. Eventuais impactos econômicos entre transportador, supridores e carregadores devem ser equacionados por meio de reequilíbrio contratual entre as partes, nos termos do art. 44, § 2º, da Lei nº 14.134/2021.

3. A CONTA CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS (CCC) E O IMPACTO ECONÔMICO

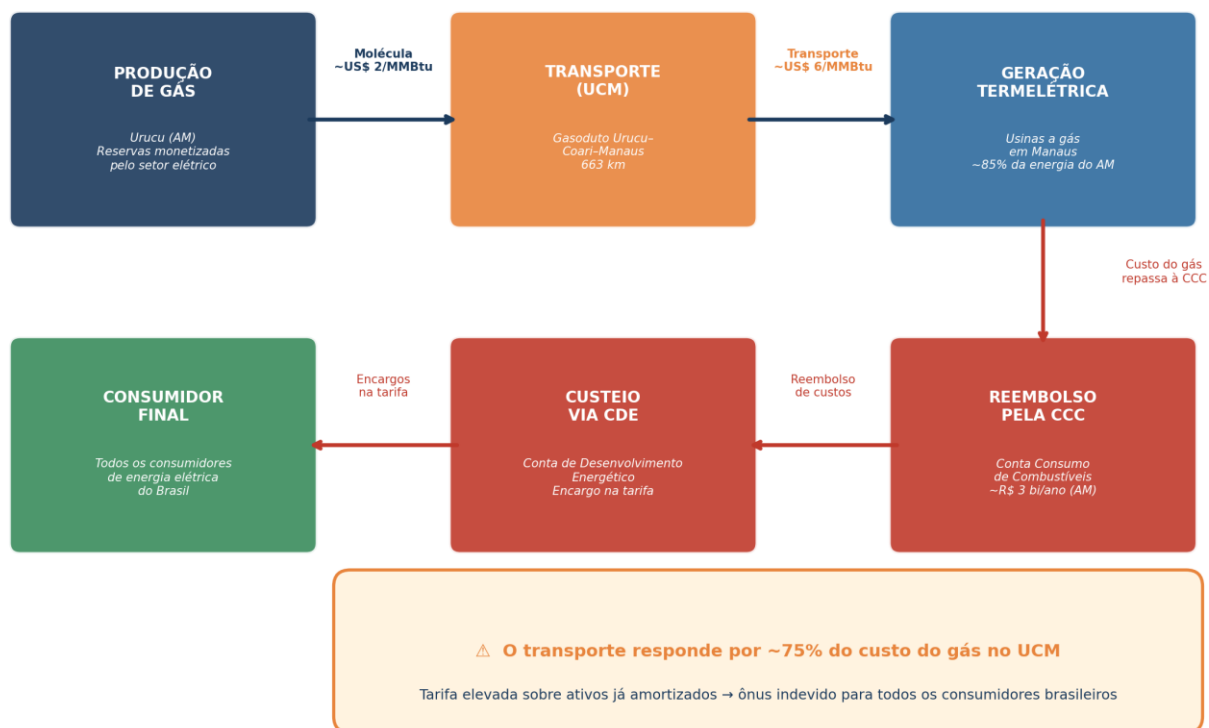
17. A Conta Consumo de Combustíveis (CCC) é um encargo setorial destinado a subsidiar os custos de geração de energia elétrica em sistemas isolados, reembolsando despesas com combustíveis, geração própria, contratação de potência e tributos. Na prática, trata-se de um mecanismo por meio do qual todos os consumidores brasileiros, via Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), financiam parte relevante do custo de geração em estados como Amazonas, Acre e Roraima.

18. No caso do Amazonas, a CCC cobre o custo do gás natural utilizado nas usinas termelétricas supridas pelo UCM, incluindo o preço da molécula e a tarifa de transporte. Assim, uma tarifa de transporte artificialmente elevada em um gasoduto já amplamente amortizado traduz-se em um maior Custo Total com Combustíveis (CTCOMB). Isso

amplia as despesas da CCC e, em consequência, o peso da CDE embutido nas contas de luz de consumidores residenciais, comerciais e industriais de todo o país.

19. A figura a seguir ilustra de forma didática como o custo do transporte do gás natural no UCM se propaga por toda a cadeia até impactar as tarifas de energia elétrica de todos os brasileiros:

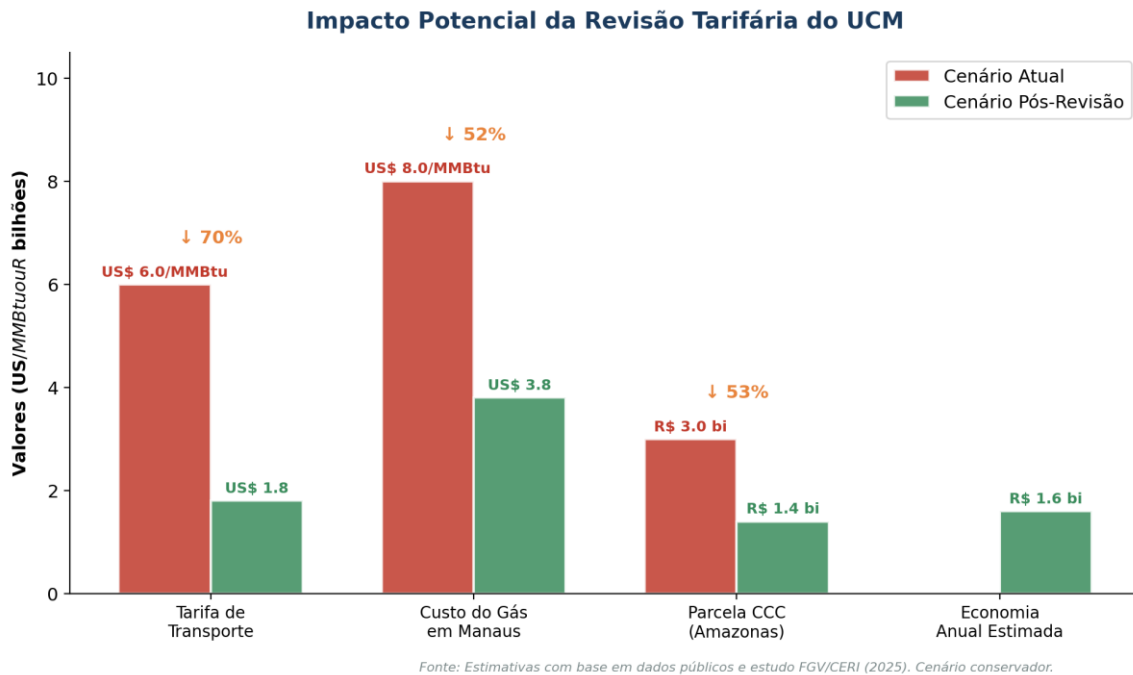
Cadeia de Impacto: Da Tarifa do UCM à Conta de Luz do Consumidor



20. O estado do Amazonas concentra a maior parcela da geração termelétrica em sistemas isolados do país. O custo total da CCC para todos os sistemas isolados alcançou cerca de R\$ 11,6 bilhões em 2023, equivalendo a aproximadamente 36% do orçamento da CDE. A discussão sobre a BRA e a tarifa do UCM é, em essência, uma discussão sobre o montante que os consumidores brasileiros devem continuar pagando em seus encargos setoriais.

21. Para dimensionar a ordem de grandeza dos efeitos, pode-se tomar como referência um valor aproximado de R\$ 3 bilhões/ano de custo associado à CCC referente ao Estado do Amazonas. Admitindo-se, de forma conservadora, que cerca de 25% desse montante não esteja ligado ao gás natural, restam aproximadamente R\$ 2,25 bilhões por ano associados à geração a gás.

22. Simulações indicam que uma revisão da base regulatória poderia resultar em uma redução significativa na tarifa de transporte (de US\$ 6,0 para patamares mais aderentes a benchmarks de ativos maduros, como US\$ 1,5 a 3,0/MMBtu). Considerando que o transporte responde por cerca de 75% do custo total do gás, uma redução compatível com o grau de amortização já realizado poderia representar uma economia anual da ordem de R\$ 1,6 bilhão na parcela da CCC relacionada ao Amazonas.



23. Em um horizonte de dez anos, essa redução se converteria em uma economia acumulada da ordem de dezenas de bilhões de reais para os consumidores brasileiros,

seja por menor necessidade de arrecadação da CDE, seja pela atenuação da pressão de alta sobre as tarifas de energia elétrica.

4. ANALOGIAS INTERNACIONAIS E MELHORES PRÁTICAS

24. A necessidade de ajustar as tarifas de transporte à medida que os ativos são amortizados não é uma particularidade brasileira, mas uma premissa fundamental da regulação econômica internacional de monopólios naturais de rede. As melhores práticas globais convergem para a proteção do consumidor contra a dupla remuneração de capital. A seguir, apresentam-se as experiências dos principais reguladores internacionais.

4.1. Estados Unidos – Federal Energy Regulatory Commission (FERC)

25. A FERC utiliza a metodologia de custo de serviço (cost-of-service) para estabelecer tarifas para gasodutos interestaduais, exigindo que sejam "justas e razoáveis" (just and reasonable), conforme o Natural Gas Act de 1938. A base tarifária (rate base) é calculada pelo custo original dos ativos subtraído da depreciação acumulada. Quando os ativos de um gasoduto são totalmente depreciados, o rate base diminui, reduzindo automaticamente a receita permitida e, conseqüentemente, a tarifa cobrada dos usuários.

26. A FERC possui a prerrogativa de iniciar investigações de ofício (sob a Seção 5 do Natural Gas Act) quando identifica que as tarifas cobradas são excessivas em relação aos custos atuais e ao capital remanescente. Essa prerrogativa foi exercida, por exemplo, após a aprovação do Tax Cuts and Jobs Act de 2017, quando a FERC ordenou reduções tarifárias em diversos gasodutos, reconhecendo que a diminuição da carga tributária reduziu os custos dos operadores sem que houvesse repasse correspondente aos consumidores. Essa analogia é diretamente aplicável ao caso do UCM: assim como a FERC agiu proativamente para corrigir tarifas que não refletiam os

custos reais, a ANP deve exercer sua competência para ajustar a tarifa do UCM à amortização efetivamente realizada.

4.2. Reino Unido – Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)

27. O regulador britânico utiliza o modelo RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs) para controle de preços de redes de gás e eletricidade. O Regulatory Asset Value (RAV) constitui o núcleo do regime tarifário. Na recente determinação final para o ciclo RIIO-3 (2026-2031), publicada em dezembro de 2025, a Ofgem reforçou que a depreciação regulatória determina a velocidade com que o RAV é reembolsado pelos consumidores, e que taxas apropriadas de depreciação são essenciais para a proteção do consumidor.

28. A Ofgem introduziu mecanismos de depreciação acelerada para novos ativos de distribuição de gás, reduzindo o período de depreciação de 45 para 20 anos. O regulador argumenta explicitamente que, sem ajustes na depreciação, um grupo cada vez menor de consumidores seria forçado a arcar com tarifas crescentes, o que violaria o princípio de proteção ao consumidor. A Ofgem estima que, sem intervenção regulatória, haveria cerca de £3 bilhões de valor residual não amortizado em 2050, onerando injustamente os consumidores remanescentes. Esse raciocínio é análogo à situação do UCM, onde a manutenção de tarifas elevadas sobre ativos já amortizados onera indevidamente os consumidores do Amazonas e de todo o Brasil.

4.3. Alemanha – Bundesnetzagentur (BNetzA)

29. A Bundesnetzagentur publicou em setembro de 2024 a determinação KANU 2.0, que flexibiliza e acelera os arranjos de depreciação para infraestrutura de gasodutos de gás natural. O regulador alemão permitiu vidas úteis mais curtas do que as anteriormente praticadas e autorizou a depreciação declinante (declining balance) a uma taxa de até 12% em casos particulares. O objetivo é evitar que bilhões de euros em valor residual não amortizado recaiam sobre os consumidores remanescentes no futuro.

30. A BNetzA combinou essas flexibilidades com requisitos rigorosos de fundamentação: os operadores de rede só podem aplicar depreciação acelerada mediante justificativa plausível, e o regulador monitora continuamente o uso dessas possibilidades. O princípio norteador é que os custos devem ser distribuídos de forma equitativa ao longo do tempo, protegendo os clientes de encargos excessivos e desproporcionais. Sem esse ajuste, a BNetzA estima que haveria vários bilhões de euros de valor residual não amortizado ao final de 2044.

4.4. Austrália – Australian Energy Regulator (AER)

31. O regulador australiano utiliza um modelo de blocos de construção (building blocks) para a regulação de gasodutos, estruturalmente similar ao modelo adotado pela ANP na Resolução nº 991/2026. A Base de Ativos Regulatórios (RAB) é o núcleo do regime tarifário, e a depreciação regulatória segue o método linear (straight-line). O AER tem poder de revisar e ajustar a base de ativos regulatórios periodicamente, assegurando que a tarifa reflita apenas o capital não recuperado. O valor combinado das bases de capital para gasodutos regulados na Austrália é de aproximadamente A\$ 13,3 bilhões, e o regulador mantém discussões ativas sobre depreciação acelerada para redes de gás em transição energética.

4.5. Síntese Comparativa

32. A análise comparativa da regulação internacional revela princípios convergentes que reforçam os pleitos da ASDECEN:

Princípio	Prática Internacional	Aplicação ao UCM
Base de ativos líquidos	FERC, Ofgem, BNetzA e AER calculam a tarifa com base no capital líquido não recuperado (net depreciated cost).	A BRA do UCM deve refletir apenas o capital econômico remanescente, descontada a amortização

		acelerada.
Vedação à dupla remuneração	Todos os reguladores analisados proíbem a manutenção de tarifas baseadas em custos de capital para ativos já integralmente amortizados.	A tarifa atual do UCM remunera capital que, em larga medida, já foi recuperado, configurando dupla remuneração.
Ação regulatória proativa	FERC (Seção 5) e Ofgem possuem o dever de intervir para reduzir tarifas quando os custos subjacentes diminuem.	A ANP deve exercer sua competência para ajustar a tarifa do UCM, tal como a FERC fez após o Tax Cuts and Jobs Act.
Proteção ao consumidor	A modicidade tarifária e a proteção contra cobranças excessivas são os pilares que justificam a regulação de monopólios naturais em todas as jurisdições analisadas.	A manutenção da tarifa atual do UCM onera indevidamente consumidores de gás e de energia elétrica de todo o Brasil.

5. SUGESTÕES DE APRIMORAMENTO AO ARCABOUÇO REGULATÓRIO

33. Além dos pleitos específicos relativos ao UCM, a ASDECEN apresenta sugestões de aprimoramento ao arcabouço regulatório proposto pela ANP na Consulta Pública nº 03/2026, com vistas a fortalecer a proteção ao consumidor e a eficiência do regime tarifário.

5.1. Inclusão explícita de gasodutos em sistemas isolados

34. A Consulta Pública nº 03/2026 abrange as transportadoras GOM, TSB, TBG, NTS e TAG, mas não menciona expressamente o gasoduto UCM. Sugere-se que a ANP inclua, de forma explícita, todos os gasodutos de transporte em operação no país no escopo das determinações regulatórias sobre BRA, independentemente de estarem em sistemas isolados ou interligados. A omissão de gasodutos isolados cria uma lacuna regulatória que pode perpetuar distorções tarifárias significativas, como demonstrado no caso do UCM.

5.2. Mecanismo de revisão tarifária extraordinária vinculado à amortização

35. Recomenda-se que a ANP estabeleça um mecanismo automático de revisão tarifária extraordinária sempre que a amortização efetiva dos ativos de um gasoduto superar em percentual significativo (por exemplo, 20%) a amortização projetada no contrato original. Esse mecanismo, inspirado na prerrogativa da FERC de iniciar investigações de ofício (Seção 5 do Natural Gas Act), evitaria que distorções tarifárias se acumulem ao longo de anos sem correção, como ocorreu no caso do UCM.

5.3. Análise de impacto regulatório ampliada

36. A análise de impacto regulatório (AIR) das determinações sobre BRA e RMP deve considerar não apenas os efeitos sobre os agentes da cadeia de gás natural, mas também os impactos sobre os consumidores de energia elétrica, especialmente em sistemas isolados onde o gás natural é o combustível predominante para geração termelétrica. A inclusão dos efeitos sobre a CCC, a CDE e as tarifas finais de energia é essencial para uma avaliação completa dos custos e benefícios das decisões regulatórias.

5.4. Transparência na metodologia de valoração da BRA

37. Sugere-se que a ANP publique, para cada gasoduto, a memória de cálculo detalhada da BRA, incluindo o valor original dos ativos, a depreciação acumulada, os

investimentos adicionais realizados e o valor residual líquido. Essa transparência, alinhada às práticas da Ofgem (que publica o RAV detalhado de cada operador) e da FERC (que exige relatórios anuais de custo de serviço), permite o escrutínio público e fortalece a legitimidade das decisões regulatórias.

5.5. Previsibilidade tarifária pós-amortização

38. A ANP deve estabelecer, como prática regulatória permanente, a definição antecipada da tarifa de transporte a vigorar após a amortização integral dos ativos de cada gasoduto. Essa medida, essencial para a previsibilidade do mercado, permite que leilões de capacidade termelétrica, contratações de energia e celebração de novos contratos de gás sejam estruturados com base em custos de transporte que reflitam a realidade econômica futura do gasoduto.

6. PLEITOS DA ASDECEN EM DEFESA DOS CONSUMIDORES

39. À vista do exposto e com fundamento nos princípios de modicidade tarifária, justa remuneração do capital, eficiência econômica e nas melhores práticas regulatórias internacionais, a ASDECEN, na qualidade de entidade representativa dos consumidores de energia elétrica da Região Norte, requer que a ANP, no âmbito da Consulta Pública nº 03/2026:

1. Inclua expressamente o gasoduto Urucu–Coari–Manaus (UCM) no rol de transportadoras abrangidas pelo ciclo tarifário 2026–2030, afastando qualquer interpretação que o mantenha à margem do regime de BRA e RMP aplicável aos demais sistemas de transporte.
2. Defina, de forma tempestiva, a Base Regulatória de Ativos do UCM com base na amortização efetivamente realizada, utilizando metodologias que identifiquem o capital econômico ainda não recuperado (como o custo histórico corrigido pela inflação e o método do capital recuperado), de modo a impedir a dupla remuneração de ativos já amortizados.

3. Promova o reajuste tarifário antecipado da tarifa de transporte do UCM, reduzindo-a para um patamar compatível com o capital remanescente na BRA, em estrita coerência com o art. 2º, inciso VI, e com o art. 5º-B do Decreto nº 10.712/2021, bem como com a Resolução ANP nº 991/2026.
4. Considere, na análise de impacto regulatório, não apenas o efeito sobre os agentes da cadeia de gás natural, mas, sobretudo, o efeito completo sobre os consumidores de energia elétrica, incluindo o impacto na CCC, na CDE e nas tarifas finais de energia em todo o país.
5. Caso, após a definição da BRA, reste valor residual de capital ainda não amortizado em magnitude relevante, avalie, subsidiariamente, a possibilidade de extensão da vigência contratual do UCM pelo período estritamente necessário à recuperação desse saldo, desde que: (a) haja demonstração robusta dessa necessidade; (b) a tarifa mantida não implique custo excessivo para o mercado local e para os consumidores nacionais; e (c) sejam previstos mecanismos claros de reequilíbrio entre as partes contratantes, nos termos do art. 44, § 2º, da Lei nº 14.134/2021.
6. Estabeleça, desde já, com base na projeção de amortização dos ativos até novembro de 2030, a tarifa de transporte a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2031, conferindo previsibilidade para leilões de capacidade termelétrica, contratações de energia e celebração de novos contratos de gás, com custos de transporte que reflitam a realidade de ativo totalmente amortizado.
7. Adote, como prática regulatória permanente, mecanismo de revisão tarifária extraordinária vinculado à amortização efetiva dos ativos, de modo a evitar a perpetuação de distorções tarifárias em gasodutos de transporte.

7. CONCLUSÃO

40. A combinação da competência legal e regulamentar da ANP para fixar a receita máxima permitida, revisar tarifas e conduzir a transição dos contratos legados com a metodologia de BRA e RMP já adotada pela Agência conduz à conclusão de que ela não apenas pode, como deve, intervir de forma tempestiva na tarifação do UCM. A manutenção da tarifa atual, dissociada do capital efetivamente não recuperado, representa uma remuneração indevida e um ônus excessivo sobre consumidores de gás e, sobretudo, sobre os consumidores de energia elétrica de todo o país, via CCC e CDE.

41. A trajetória do sistema Urucu–Coari–Manaus evidencia um caso emblemático em que a política energética foi viabilizada por meio da socialização de custos entre consumidores. Agora, no estágio de maturidade dos ativos, impõe-se o movimento inverso: a devolução desses ganhos à sociedade. Trata-se não apenas de uma revisão técnica, mas de um ajuste necessário para corrigir distorções históricas e assegurar que os consumidores que viabilizaram o desenvolvimento da infraestrutura energética regional possam, finalmente, ser beneficiados por ela.

42. As melhores práticas internacionais, conforme demonstrado pelas experiências da FERC nos Estados Unidos, da Ofgem no Reino Unido, da BNetzA na Alemanha e do AER na Austrália, corroboram inequivocamente a necessidade de ajustar as tarifas de transporte em compasso com a depreciação dos ativos. Em todas essas jurisdições, a proteção do consumidor contra a dupla remuneração de capital já amortizado é um princípio estruturante da regulação de monopólios naturais de rede.

43. Ao atender aos pleitos aqui formulados, a ANP conciliará a preservação da remuneração justa do capital investido, como exigem a Lei nº 14.134/2021 e o Decreto nº 10.712/2021, com a modicidade tarifária e a proteção dos consumidores. A redução do peso da CCC nas contas de luz, o reforço da competitividade do gás natural frente a outros combustíveis e a coerência interna do novo regime regulatório do transporte de gás natural são objetivos que se alinham ao interesse público e à utilização eficiente de

recursos escassos, sobretudo em uma região marcada por grandes desafios socioeconômicos como o estado do Amazonas.

44. Tais medidas fortalecem a segurança jurídica, a estabilidade regulatória e a credibilidade institucional, ao mesmo tempo em que alinham a política de encargos setoriais ao interesse público, em consonância com as melhores práticas internacionais de regulação de infraestruturas de rede.

Assinado por:
José Roberto Alves de Lima
E9CE9AF5147E49C...

Jose Roberto Alves de Lima

Diretor Regional da ASDECEN em Manaus

REFERÊNCIAS

- [1] Nota Técnica nº 08/2016-SCM, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).
- [2] Contribuição do Gasoduto Urucu-Coari-Manaus (UCM) à Consulta Pública ANP nº 03/2026.
- [3] Fundação Getúlio Vargas (FGV/CERI). Decomposição das Tarifas de Gás Natural ao Consumidor Final. 2025.
- [4] Agência Infra. FGV: Tarifa de transporte do gás industrial varia de 10% a 13% do preço final. 2025.
- [5] Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 (Nova Lei do Gás). Diário Oficial da União, Brasília, DF.
- [6] Resolução ANP nº 991, de 2026. Regime tarifário aplicável aos sistemas de transporte de gás natural.
- [7] Superior Tribunal de Justiça (STJ). Recurso Especial nº 1.248.237/DF. Rel. Min. Castro Meira.
- [8] MELLO, Celso Antônio Bandeira de. Contrato administrativo – Equilíbrio financeiro – Indenização. Boletim de Licitações e Contratos, São Paulo, v. 4, n. 3, p. 91-101, mar. 1991.
- [9] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). CCC e CDE.
- [10] Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Cost-of-Service Rates Manual.
- [11] Ofgem. RIIO-3 Final Determinations Overview Document. Dezembro de 2025.
- [12] Bundesnetzagentur (BNetzA). More flexible depreciation arrangements for gas networks (KANU 2.0). Setembro de 2024.
- [13] Australian Energy Regulator (AER). State of the Energy Market 2024 – Chapter 5: Regulated Gas Pipelines.