

CONTRIBUIÇÃO TÉCNICA À CONSULTA PÚBLICA Nº 03/2026 DA ANP

A presente contribuição foi estruturada em conformidade com o formulário eletrônico disponibilizado pela ANP, segmentada pelos pontos da Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, apresentando o texto da contribuição seguido de sua respectiva fundamentação técnico-econômica.

CONTEXTUALIZAÇÃO - O IMPACTO SISTÊMICO DOS SUBSÍDIOS E A URGÊNCIA DA MODICIDADE TARIFÁRIA

Antes de adentrar nas contribuições específicas aos pontos da Nota Técnica, a iPower Inteligência e Consultoria em Energia julga imperioso contextualizar o cenário macroeconômico e regulatório no qual esta revisão tarifária se insere. O setor elétrico brasileiro atravessa um momento de extrema criticidade em relação ao custo da energia para o consumidor final, severamente impactado por encargos e subsídios que oneram a tarifa de forma desproporcional.

De acordo com dados atualizados do Subsidiômetro da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)¹, apenas no acumulado de 2026 até abril, os subsídios

¹ AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Subsidiômetro: Painel de Acompanhamento dos Subsídios no Setor Elétrico. Dados atualizados em abril de 2026. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/subsidiometro>.

no setor elétrico já ultrapassaram a marca de R\$ 9,73 bilhões, representando em média 18,99% da tarifa dos consumidores residenciais. Para o ano de 2026 como um todo, o orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)² aprovado pela ANEEL atinge o patamar recorde de R\$ 52,7 bilhões³, dos quais R\$ 47,8 bilhões serão pagos diretamente pelos consumidores via encargos na conta de luz⁴. Trata-se de um crescimento expressivo de 120% desde 2021, quando o orçamento da CDE era de R\$ 23,9 bilhões, pressionando a tarifa média nacional.

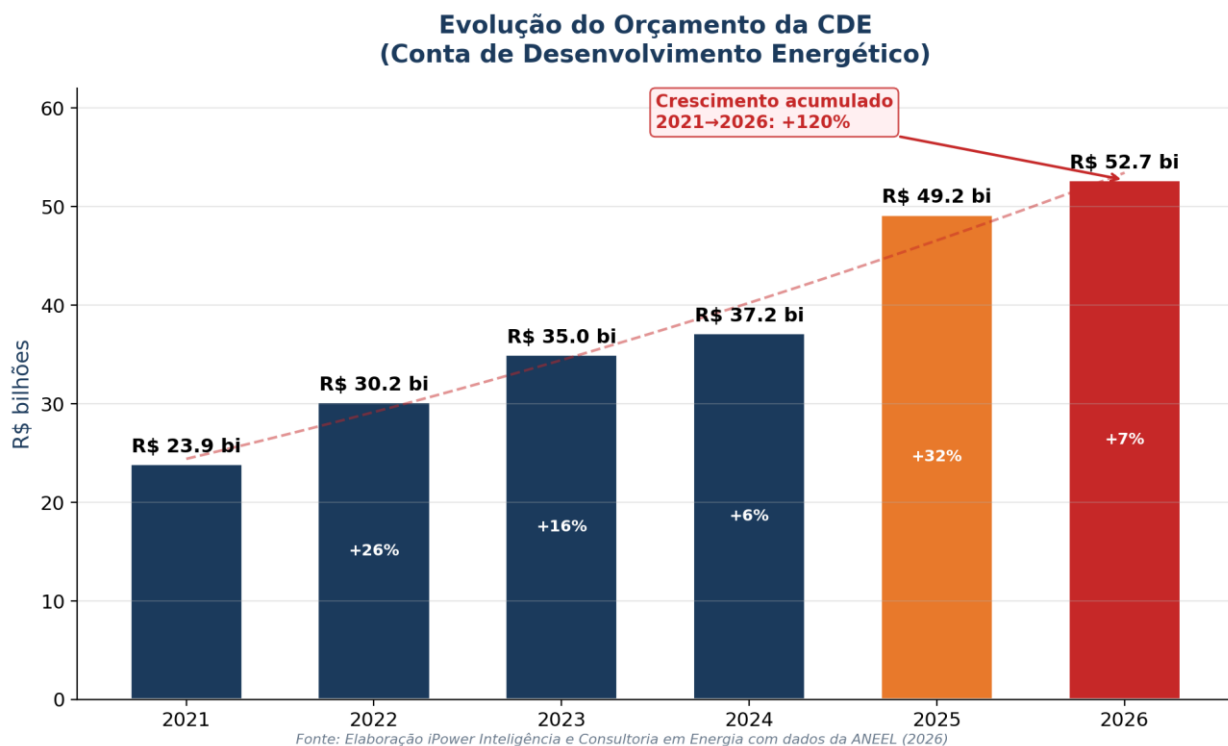


Gráfico 1: Evolução histórica do Orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético (2021-2026)

² BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Cria a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial. Diário Oficial da União, Brasília, 2002.

³ AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) 2026. Aprovado em dezembro de 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel>.

⁴ VALOR ECONÔMICO. Consumidores devem pagar R\$ 47,8 bi em subsídios nas contas de luz em 2026, diz Aneel. 9 dez. 2025. Disponível em: <https://valor.globo.com/brasil/noticia/2025/12/09/consumidores-devem-pagar-r-478-bi-em-subsidios-nas-contas-de-luz-em-2026-diz-aneel.ghtml>.

O peso dessas ineficiências sistêmicas é ainda mais alarmante quando analisado de forma agregada. O "Índice Brasil do Custo da Energia", estudo detalhado divulgado pela Abrace Energia em setembro de 2025⁵, demonstrou que as ineficiências do sistema elétrico e os subsídios custaram R\$ 103,6 bilhões aos consumidores em 2025⁶. Esse montante corresponde a aproximadamente 26% do total de R\$ 395 bilhões da conta de luz paga no país. A decomposição desse valor revela que a CDE responde por R\$ 44,4 bilhões, seguida pela Geração Distribuída (R\$ 6,85 bilhões) e tributos sobre ineficiências (R\$ 21,4 bilhões). Segundo o presidente da entidade, trata-se de mais de R\$ 100 bilhões pagos pelos consumidores que não se traduzem em benefício direto para a sociedade.

A ausência de correções de rota projeta um cenário ainda mais sombrio. Em janeiro de 2025, a Frente Nacional dos Consumidores de Energia (FNCE) alertou que a tarifa de energia poderá bancar até R\$ 621 bilhões em subsídios e benefícios setoriais até 2050⁷. A cifra central desse passivo bilionário (R\$ 545 bilhões em 25 anos) deriva de emendas inseridas no marco regulatório de eólicas offshore, impondo a contratação compulsória de térmicas a gás natural e usinas a carvão mineral. A esse montante somam-se os custos de flexibilizações para recuperação

⁵ ABRACE ENERGIA. Índice Brasil do Custo da Energia: Ineficiências do Setor Elétrico Brasileiro 2025. São Paulo, setembro de 2025. Disponível em: <https://abrace.org.br/26-da-conta-de-luz-em-2025-sera-consumida-por-ineficiencias-e-subsidios/>.

⁶ JOTA. Ineficiências e subsídios na conta de luz somam R\$ 103,6 bi em 2025, aponta estudo. 11 set. 2025. Disponível em: <https://www.jota.info/tributos/ineficiencias-e-subsidios-na-conta-de-luz-somam-r-1036-bi-em-2025-aponta-estudo>.

⁷ FRENTE NACIONAL DOS CONSUMIDORES DE ENERGIA (FNCE). Subsídios e benefícios bancados pela tarifa de energia podem somar R\$ 621 bi até 2050. Brasília, janeiro de 2025. Disponível em: <https://istoedinheiro.com.br/subsidios-e-beneficios-bancados-pela-tarifa-de-energia-podem-somar-r-621-bi-ate-2050-diz-fnce>.

de distribuidoras na Região Norte (R\$ 14 bilhões) e prorrogação de subsídios a renováveis (R\$ 50 bilhões)⁸.

Dentro desse universo de encargos, a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) figura historicamente como uma das rubricas mais volumosas e impactantes. Destinada a subsidiar a geração termelétrica nos Sistemas Isolados — majoritariamente localizados na Região Norte —, a CCC experimentou um crescimento de 142% entre 2018 (R\$ 5,25 bilhões) e 2025 (R\$ 12,7 bilhões)^{9 10}, mesmo com a redução de 35% no número de localidades isoladas no período. Apenas em 2024, a conta fechou em R\$ 11,1 bilhões, o que equivale a um custo per capita de R\$ 4.350 por consumidor atendido nessas localidades. A dependência estrutural da geração a gás natural e diesel na região evidencia a conexão umbilical entre os custos de transporte de gás e a tarifa de energia elétrica nacional.

Nesse contexto, a revisão da Base Regulatória de Ativos (BRA) do gasoduto Urucu-Coari-Manaus (UCM) transcende a regulação estrita do setor de óleo e gás. A viabilidade financeira e a amortização deste ativo legaram-se, ao longo de quase duas décadas, ao consumidor de energia elétrica de todo o país, via repasses à CCC.

⁸ FRENTE NACIONAL DOS CONSUMIDORES DE ENERGIA (FNCE). Subsídios e benefícios bancados pela tarifa de energia podem somar R\$ 621 bi até 2050. Brasília, janeiro de 2025. Disponível em: <https://istoedinheiro.com.br/subsidios-e-beneficios-bancados-pela-tarifa-de-energia-podem-somar-r-621-bi-ate-2050-diz-fnce> .

⁹ EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Relatório de Planejamento dos Sistemas Isolados 2024. Brasília, dezembro de 2024.

¹⁰ NAPOLI, Eric. Conta de Consumo de Combustíveis dobra mesmo com menos atendidos. Poder360, 28 dez. 2024. Disponível em: <https://www.poder360.com.br/poder-energia/conta-de-consumo-de-combustiveis-dobra-mesmo-com-menos-atendidos/> .

Evolução da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis – Sistemas Isolados)

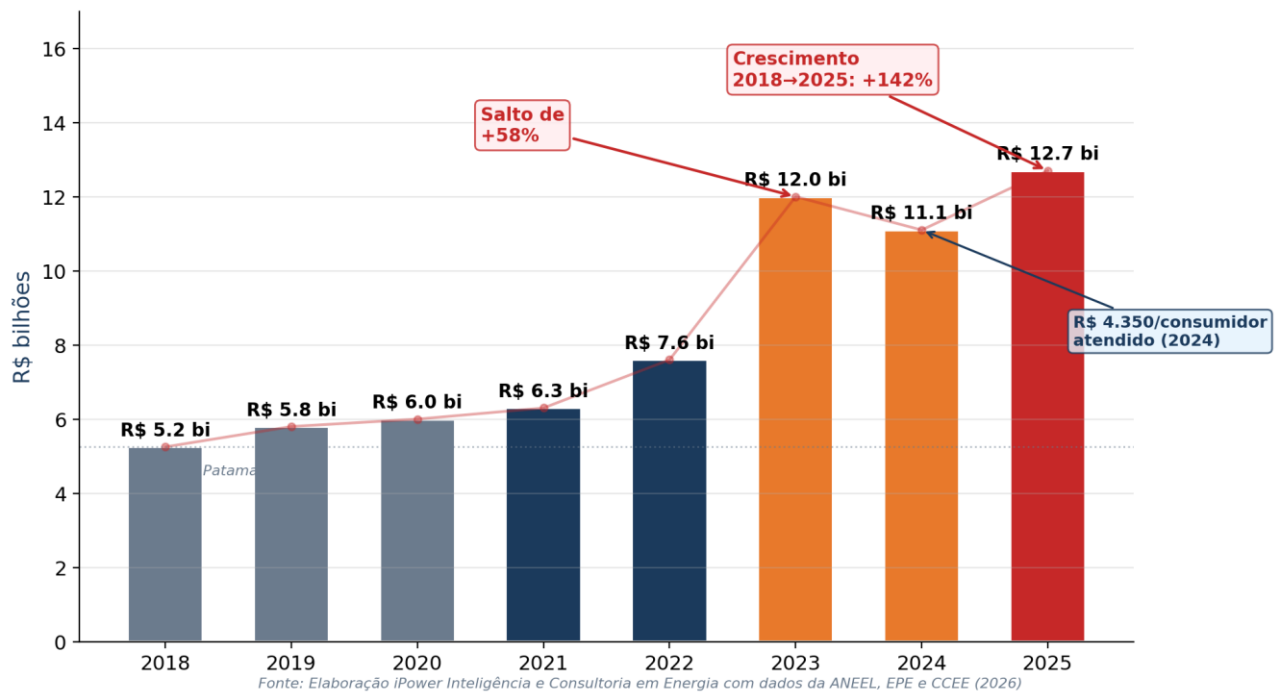


Gráfico 2: Evolução da Conta de Consumo de Combustíveis (2018-2025)

Ou seja, a manutenção de tarifas de transporte de gás natural artificialmente elevadas para um ativo já amplamente amortizado, em que o transporte chega a representar mais de 40% do preço final do gás no Norte, contra 11% na média nacional^{11 12}, configura uma ineficiência alocativa grave, que se converte imediatamente em aumento do custo da geração termelétrica e, por conseguinte, em elevação da CDE e da conta de luz de todos os brasileiros.

¹¹ FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS – CENTRO DE ESTUDOS EM REGULAÇÃO E INFRAESTRUTURA (FGV/CERI). Decomposição do Preço do Gás Natural por Região. Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: <https://ceri.fgv.br>.

¹² CENÁRIO ENERGIA. Tarifa de transporte representa até 43% do preço do gás no Norte, aponta estudo da FGV CERI. 11 dez. 2025. Disponível em: <https://cenarioenergia.com.br/2025/12/11/tarifa-de-transporte-representa-ate-43-do-preco-do-gas-no-norte-aponta-estudo-da-fgv-ceri/>.

A insustentabilidade desse modelo de repasse irrestrito de custos ao consumidor tem sido objeto de reiteradas decisões das Cortes Superiores. Em 27 de março de 2025, a Primeira Seção do Superior Tribunal de Justiça (STJ), sob o rito dos recursos repetitivos (Tema 1.148, REsp 1.955.655), decidiu por unanimidade que apenas as prestadoras de serviços de energia elétrica devem responder pelas demandas nas quais o consumidor discute as quotas anuais da CDE¹³. A relatora, Ministra Maria Thereza de Assis Moura, reconheceu a ilegitimidade passiva da União e da ANEEL, consolidando a tese de que a discussão envolve primordialmente o prestador e o consumidor final. Tal jurisprudência evidencia a crescente judicialização em torno dos encargos setoriais e reforça a necessidade de atuação regulatória preventiva.

Portanto, a atuação da ANP na presente Consulta Pública deve ser pautada não apenas pela ótica do transportador, mas pelo imperativo legal da modicidade tarifária e pela mitigação das externalidades negativas impostas ao setor elétrico. As contribuições pontuais a seguir apresentadas pela iPower buscam, fundamentalmente, corrigir essa distorção intertemporal, garantindo que os ganhos de eficiência de infraestruturas já amortizadas sejam revertidos em benefício da sociedade que ancorou o seu risco inicial.

¹³ BRASIL. Superior Tribunal de Justiça. REsp 1.955.655 (Tema Repetitivo 1.148). Relatora: Ministra Maria Thereza de Assis Moura. Primeira Seção. Julgado em 12/03/2025, publicado em 27/03/2025. Tese: apenas as prestadoras de serviços de energia elétrica devem responder pelas demandas nas quais o consumidor discute as quotas anuais da CDE.

PONTO 1. INTRODUÇÃO (Itens 1 a 7)

Contribuição ao Ponto 1 (Introdução):

A iPower Inteligência e Consultoria em Energia propõe a inclusão de um item adicional (ou aprofundamento do item 5) que estabeleça diretrizes específicas para o tratamento de infraestruturas que operaram como monopólios naturais isolados e cuja viabilidade financeira original foi garantida exclusivamente por contratos de geração termelétrica de longo prazo (take-or-pay/ship-or-pay).

Sugere-se a seguinte redação complementar: "A adequada valoração da BRA, especialmente em sistemas que operaram historicamente como infraestruturas dedicadas à segurança energética regional, deve observar o princípio da justiça intertemporal, assegurando que ganhos de eficiência e amortizações aceleradas sejam refletidos em modicidade tarifária para a sociedade que ancorou o risco do empreendimento." ^{14 15}

Justificativa da Contribuição ao Ponto 1:

A transição para o regime de acesso regulado, mencionada nos itens 1 a 4 da NT, não pode ignorar a gênese financeira de ativos legados singulares, como o gasoduto Urucu-Coari-Manaus (UCM). A viabilidade deste projeto, cujo CAPEX situou-se entre US\$ 2,2 e 2,8 bilhões, foi integralmente ancorada nos

¹⁴ BRASIL. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural (Nova Lei do Gás). Diário Oficial da União, Brasília, 2021.

¹⁵ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Resolução ANP nº 991, de 2 de janeiro de 2026. Estabelece o regime tarifário aplicável ao Sistema de Transporte de Gás Natural. Diário Oficial da União, Brasília, 2026.

consumidores de energia elétrica, via Conta Consumo de Combustíveis (CCC). A manutenção de tarifas que não capturam a maturidade econômica do ativo gera ineficiências alocativas sistêmicas. O UCM operou com fatores de utilização consistentes (acima de 65%) e demanda firme que gerou receitas estimadas entre US\$ 3,0 e 4,5 bilhões. A introdução de uma diretriz explícita sobre a modicidade tarifária atrelada à amortização histórica é essencial para alinhar a regulação aos preceitos da Lei nº 14.134/2021.¹⁶

Cronologia do Gasoduto UCM e Marcos Regulatórios

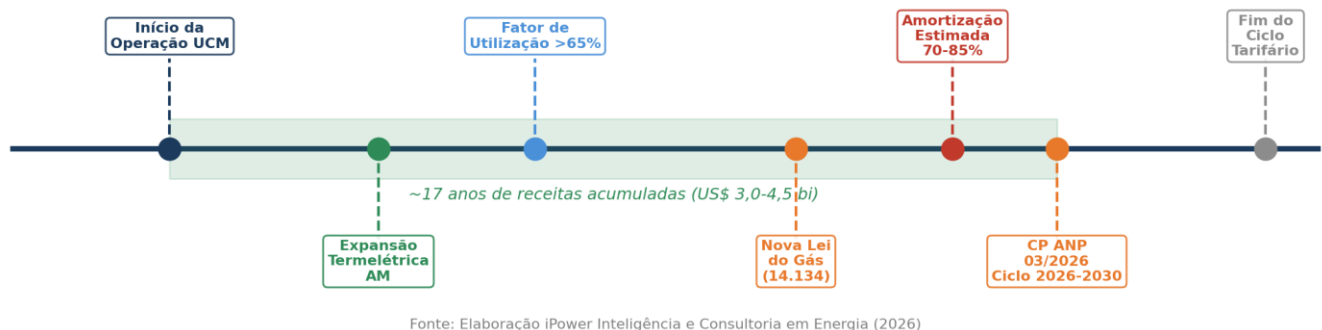


Figura 1: Cronologia do UCM evidenciando a maturidade do ativo na transição regulatória

¹⁶ BRASIL. Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021. Regulamenta a Lei nº 14.134/2021, no que se refere ao transporte de gás natural. Diário Oficial da União, Brasília, 2021.

PONTOS 2 E 3. LEGISLAÇÃO APLICÁVEL E RECEITA MÁXIMA PERMITIDA (Itens 8 a 25)

Contribuição aos Pontos 2 e 3:

Em relação aos itens 14, 17 e 22, a iPower propõe que a ANP detalhe o mecanismo de exclusão da base de ativos daqueles bens que, embora ainda operacionais, já tenham sido "integralmente recuperados por meio das tarifas" (item 22).

Propõe-se a inclusão de diretriz expressa: "A ANP deverá promover, de ofício, revisões tarifárias extraordinárias sempre que identificar, mediante auditoria ou análise de fluxos de caixa históricos, que a Receita Máxima Permitida (RMP) está incidindo sobre uma Base Regulatória de Ativos (BRA) cuja depreciação econômica efetiva seja materialmente superior à depreciação contábil, a fim de mitigar externalidades negativas sobre encargos setoriais, como a CCC/CDE."

Justificativa da Contribuição aos Pontos 2 e 3:

A Resolução ANP nº 991/2026 adota a metodologia de building blocks, onde a BRA é o núcleo econômico da tarifa. A correta mensuração da BRA, conforme o item 21 da NT, é condição sine qua non para a neutralidade intertemporal.

No caso específico do UCM, a iPower estima que entre 70% e 85% da base de ativos já se encontre economicamente amortizada. A ausência de revisões periódicas que ajustem a RMP a essa realidade gera dupla remuneração do capital^{17 18}. A figura abaixo ilustra a assimetria entre a tarifa praticada e o valor

¹⁷ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS (ANP). Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ. Fundamentos legais e metodológicos para a valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA). Brasília, 2026.

residual do ativo, evidenciando um sobrepreço tarifário que onera o consumidor final.

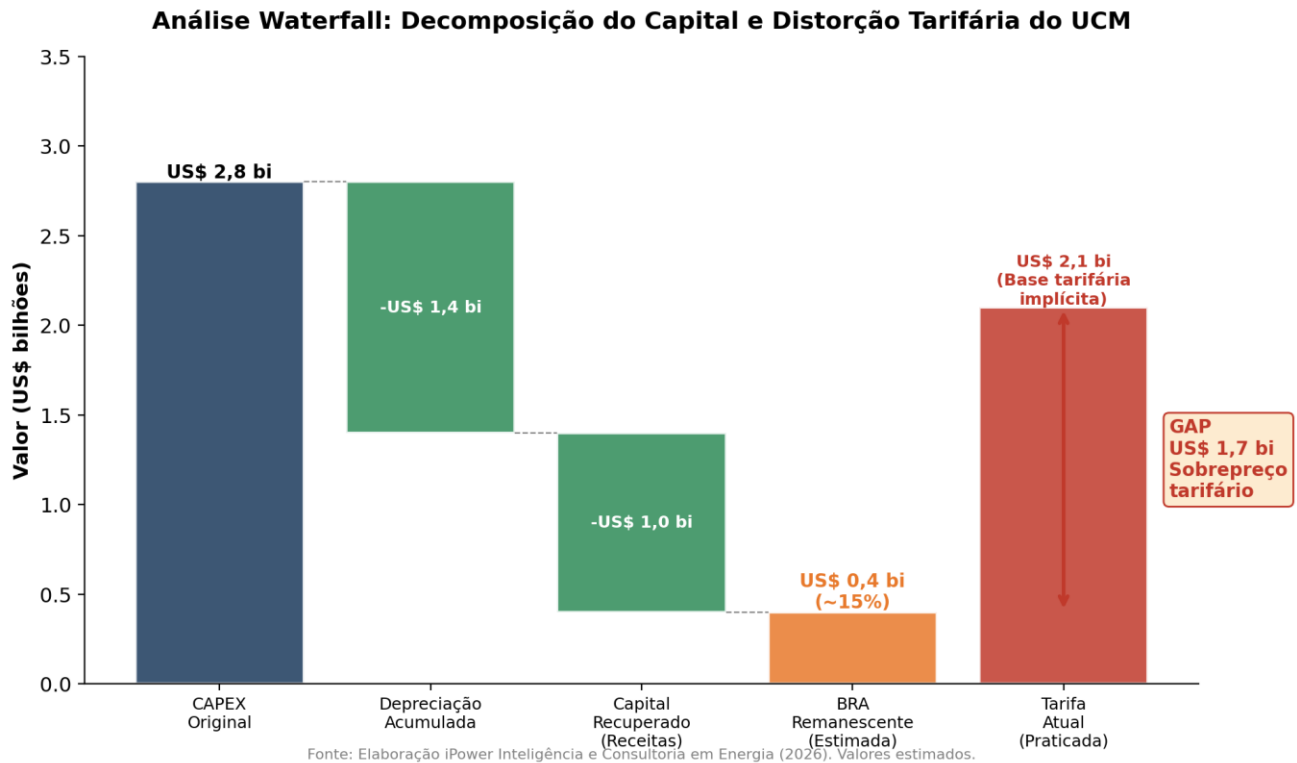


Figura 2: Decomposição do Capital e Distorção Tarifária (Waterfall Chart)

¹⁸ BRASIL. Superior Tribunal de Justiça. REsp 1.248.237/DF. Relator: Ministro Benedito Gonçalves. Primeira Turma. Julgado em 2017. Equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão.

PONTOS 4 E 5. METODOLOGIAS DE VALORAÇÃO E TRANSIÇÃO CONTRATUAL (Itens 26 a 73)

Contribuição aos Pontos 4 e 5:

Referente aos itens 68 e 69, a iPower manifesta integral apoio à premissa de que "devem ser explicitamente deduzidas da base regulatória inicial as parcelas já recuperadas".

Propomos que a ANP determine a aplicação imediata do Método de Capital Recuperado (Recovered Capital Methodology - RCM) ou do Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) com dedução estrita das receitas históricas para o gasoduto UCM no ciclo 2026-2030, equiparando-o às exigências aplicáveis a TAG, NTS, TBG e TSB. A transição não pode consolidar ineficiências passadas sob o pretexto de estabilidade contratual.

Justificativa da Contribuição aos Pontos 4 e 5:

O item 64 da NT alerta corretamente para o risco de "dupla remuneração de capital". A iPower ressalta que, no caso do UCM, a manutenção da tarifa atual configura exatamente este cenário. A tarifa de transporte na Região Norte responde por aproximadamente 42% do preço final do gás (chegando a 75% em alguns casos), contra uma média nacional de 11%¹⁹.

Essa distorção tem um efeito multiplicador perverso: eleva o Custo Total com Combustíveis (CTCOMB) reembolsado pela Conta Consumo de Combustíveis (CCC). A adequação da tarifa do UCM à sua BRA depreciada liberaria um

¹⁹ CENÁRIO ENERGIA. Tarifa de transporte representa até 43% do preço do gás no Norte, aponta estudo da FGV CERI. 11 dez. 2025. Disponível em: <https://cenarioenergia.com.br/2025/12/11/tarifa-de-transporte-representa-ate-43-do-preco-do-gas-no-norte-aponta-estudo-da-fgv-ceri/>.

espaço fiscal estimado em R\$ 1,5 bilhão anuais na CCC, beneficiando todos os consumidores de energia do país ²⁰.

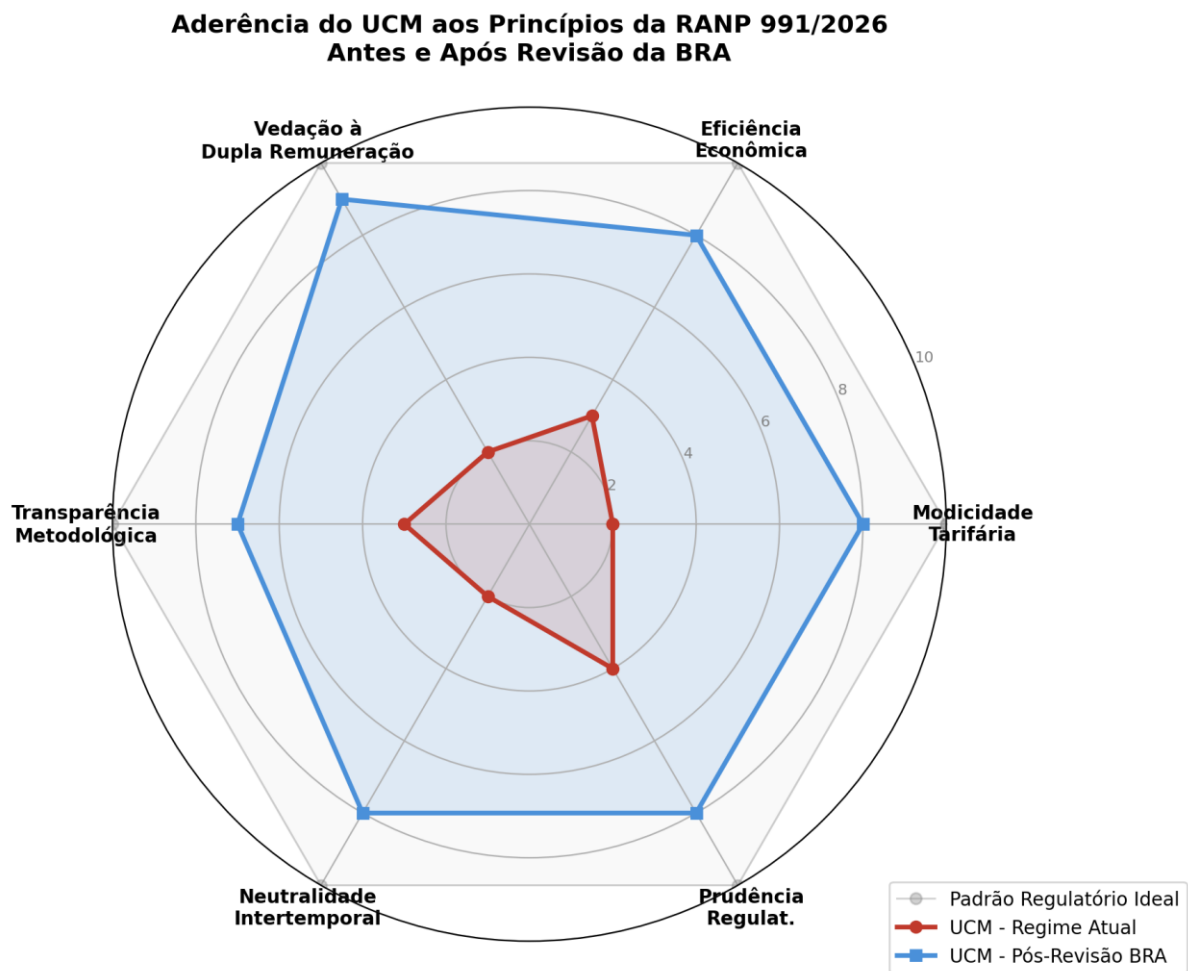


Figura 3: Aderência aos Princípios da RANP 991/2026 (Atual vs. Revisado)

²⁰ BNC AMAZONAS. Conta de luz no Amazonas pode ter alívio em 2026. 2026. Disponível em: <https://bncamazonas.com.br/municipios/conta-de-luz-no-amazonas-pode-ter-alivio-em-2026/> .

PONTO 6. REFERENCIAL INTERNACIONAL (Itens 74 a 92)

Contribuição ao Ponto 6 (Referencial Internacional):

A iPower sugere que, além das referências à *Australian Energy Regulator* (AER) citadas na NT, a ANP incorpore explicitamente as diretrizes da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC - EUA) e da *Ofgem* (Reino Unido) no tocante à intervenção regulatória sobre ativos maduros.

Sugere-se a inclusão de texto reconhecendo a competência do regulador para promover revisões tarifárias de ofício quando o *'net depreciated cost'* (capital líquido) de uma infraestrutura madura não justificar as tarifas vigentes, alinhando o Brasil às melhores práticas globais de proteção ao consumidor.

Justificativa da Contribuição ao Ponto 6:

A experiência internacional demonstra que a assimetria informacional (item 75) não pode ser escudo para a captura de rendas. A FERC (EUA), sob a *Section 5* do *Natural Gas Act*²¹, investiga proativamente e reduz tarifas de gasodutos que apresentam retornos excessivos frente à sua base de ativos líquidos.

Da mesma forma, a *Ofgem* britânica (framework RIIO) e a *BNetzA* alemã (KANU 2.0) adotam mecanismos rigorosos de depreciação acelerada para proteger os consumidores futuros e evitar o encalhe de ativos. O *benchmarking* internacional sustenta a urgência de uma intervenção da ANP no caso do UCM

22 23 24 25.

²¹ FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC). Cost-of-Service Manual. Washington, D.C., 2020. Disponível em: <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-08/cost-of-service-manual.pdf> .

²² OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (Ofgem). RIIO-3 Framework Decision. London, 2025. Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk> .

Regulador	Método de Valoração	Tratamento de Ativos Maduros	Revisão de Ofício	Proteção ao Consumidor
FERC (EUA)	Custo Histórico Depreciado	Rate Base Líquido (Net Plant)	Sim (Section 5 NGA)	Rate of Return Justo e Razoável
Ofgem (UK)	RAV com Depreciação Acelerada	Depreciação Acelerada Obrigatória	Sim (RIIO Framework)	Equidade Intergeracional
BNetzA (Alemanha)	CHCI com Flexibilização (KANU 2.0)	Depreciação Antecipada Permitida	Sim (Regulação Incentivada)	Vedação a Encalhe de Ativos
AER (Austrália)	Building Blocks (NGR Rules)	Exclusão de Ativos Imprudentes	Sim (Access Arrangement)	CESS + Fator X
ANP (Brasil) – Proposta iPower	CHCI com Dedução de Capital Recuperado	Dedução da Amortização Efetiva (70-85%)	Necessária (Art. 6º, §1º RANP 991)	Modicidade Tarifária (Lei 14.134)

Figura 4: Benchmarking Internacional de Tratamento Regulatório de Ativos Maduros

²³ BUNDESNETZAGENTUR (BNetzA). KANU 2.0: Flexibilização da depreciação de gasodutos no contexto da transição energética. Bonn, setembro de 2024. Disponível em: <https://www.bundesnetzagentur.de>.

²⁴ AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS (ACER). Report on Methodologies for Target Revenue of Gas TSOs. Ljubljana, 2023. Disponível em: <https://www.acer.europa.eu>.

²⁵ ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD). The Regulatory Asset Base and Project Finance Models. OECD Publishing, Paris, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1787/5285ca82-en>.

PONTO 7. CONCLUSÃO (Itens 93 a 98)

Contribuição ao Ponto 7 (Conclusão):

A iPower propõe que a conclusão da NT incorpore expressamente o reconhecimento de que a transição regulatória deve promover a correção de distorções tarifárias herdadas do regime contratual, e não apenas a preservação do *status quo*.

Sugere-se a inclusão de diretriz final: "A ANP adotará, no ciclo tarifário 2026-2030, mecanismos de revisão da BRA que assegurem a dedução integral do capital já recuperado por meio de receitas contratuais históricas, especialmente em sistemas cujo financiamento foi ancorado em encargos setoriais suportados pela totalidade dos consumidores de energia elétrica, promovendo a convergência entre a base regulatória e o capital econômico efetivamente pendente de recuperação."

Justificativa da Contribuição ao Ponto 7:

Os itens 93 a 98 da NT reconhecem corretamente que a valoração da BRA "não constitui exercício meramente contábil" e que a credibilidade do regime regulatório depende da "prevenção de dupla remuneração". Contudo, a conclusão é excessivamente genérica e não endereça o caso concreto mais urgente do ciclo 2026-2030: o gasoduto UCM.

O UCM representa um caso paradigmático onde todos os riscos apontados pela NT se materializam simultaneamente: (i) ativo com elevado grau de amortização econômica; (ii) financiamento integralmente ancorado no setor elétrico via CCC; (iii) tarifa de transporte que representa até 75% do custo do

gás na Região Norte; e (iv) externalidades negativas que oneram todos os consumidores brasileiros de energia elétrica em aproximadamente R\$ 1,5 bilhão por ano.

A omissão regulatória neste caso específico comprometeria a credibilidade do novo regime tarifário inaugurado pela RANP 991/2026 e violaria os princípios de modicidade tarifária e eficiência econômica consagrados na Lei nº 14.134/2021²⁶ ²⁷.

Brasília, 03 de abril de 2026.

Assinado por:

Andreia Schmidt

0A34E3F42C284E5...

Andreia Schmidt

Sócia Fundadora

iPower Inteligência e Consultoria em Energia

²⁶ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS (ANP). Resolução ANP nº 991, de 2 de janeiro de 2026. Estabelece o regime tarifário aplicável ao Sistema de Transporte de Gás Natural. Diário Oficial da União, Brasília, 2026.

²⁷ BRASIL. Lei nº 15.235, de 2025. Estabelece teto para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) a partir de 2027. Conversão da Medida Provisória nº 1.304. Diário Oficial da União, Brasília, 2025.