

CONTRIBUIÇÃO CONSULTA PÚBLICA 01/2026 AGENERSA

5ª Revisão Quinquenal de Tarifa – CEG RIO

Processo Regulatório nº SEI-480002/000284/2026 (CEG Rio)

Contribuição: Companhia Siderúrgica Nacional – CSN

Data: 06/04/2026

A Companhia Siderúrgica Nacional – CSN, por meio de sua Gerência de Gás Natural, vem respeitosamente apresentar sua contribuição técnica à Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – AGENERSA, no âmbito da Consulta Pública nº 01/2026, referente à 5ª Revisão Tarifária Integral da Concessionária CEG RIO.

Primeiramente, a CSN parabeniza esta Agência pela iniciativa de abrir a consulta pública para tratar de tema tão sensível e relevante para o setor, para os consumidores em geral e para a segurança regulatória do mercado de gás natural no Estado do Rio de Janeiro. A transparência, o diálogo técnico e a participação social fortalecem o processo regulatório e garantem decisões mais equilibradas, eficazes e coerentes com os princípios da modicidade tarifária, eficiência operacional e justiça econômica.

Nesse espírito colaborativo, a CSN, como consumidor industrial de grande porte e agente diretamente impactado pela estrutura tarifária, apresenta as análises a seguir, com o objetivo de contribuir para o aprimoramento do processo.

Dado que a AGENERSA, por meio da Deliberação AGENERSA nº 4.987/2025, já definiu a Taxa de Remuneração de Capital (TRC) aplicável à 5ª Revisão Tarifária, bem como estabeleceu diretrizes claras e vinculantes para a elaboração do Plano de Negócios apresentado pela concessionária. A CSN endereçará nesta contribuição os temas considerados críticos, identificados a partir da análise do documento *Plano de Negócios – 5ª Revisão Tarifária Integral (Janeiro/2026)*.

1. Considerações sobre Projeção de Demanda

No Item 5 do Plano de Negócios para a 5ª Revisão Tarifária Integral (jan/2026), a CEG RIO apresenta um diagnóstico de demanda claramente retrativo, no qual todos os segmentos convencionais demonstram tendência de queda. A concessionária atribua esse comportamento a fatores estruturais — como mudanças tecnológicas, migração para equipamentos elétricos, perda de competitividade do GNV, retração industrial e substituição por GLP, Portanto, o cenário apresentado não é compatível com qualquer perspectiva de expansão física da rede nem com o nível de investimentos incluído no Plano.

Entretanto, ao analisar detalhadamente os documentos disponibilizados, observa-se inconsistência metodológica entre o relatório descritivo e as memórias de cálculo, especialmente no tratamento do ano de 2025, que a Naturgy classifica como “realizado” na narrativa, mas que, nas planilhas, aparece como ano-base projetado em diversas rubricas técnicas, sem a

etiqueta “Real” apresentadas em 2023/24. Essa divergência compromete a confiabilidade da série histórica e, por consequência, da projeção de demanda que fundamenta a Margem Não Reposicionada e toda a modelagem tarifária.

Esse desalinhamento entre dados reais e projetados, somado ao quadro de retração estrutural, exige exame detalhado dos segmentos atendidos. A seguir, são apresentadas as projeções específicas para cada segmento de consumo, com seus respectivos riscos.

1.1 Análise Segmentada da Projeção de Demanda Apresentada

Setor Residencial

A Naturgy, apesar de prever crescimento do número de clientes em 2% ao ano, prevê uma redução média anual de 2,5% do consumo unitário residencial entre 2023 e 2027.

A Naturgy atribui essa queda à substituição do gás por equipamentos elétricos portáteis (Airfryers, cooktops, micro-ondas) e à mudança demográfica, com o aumento de domicílios de morador único, que consomem menos.

Esses argumentos constam na memória de cálculo da concessionária e reforçam que o **consumo residencial não apresenta qualquer perspectiva de crescimento no ciclo regulatório analisado.**

Setor GNV

O mercado automotivo é descrito pela própria concessionária como estando em forte declínio estrutural, destacando:

- saldo negativo de conversões a partir de 2024,
- perda de competitividade frente a combustíveis líquidos,
- avanço de veículos híbridos e elétricos,
- redução contínua da frota convertida desde 2020.

Ou seja, segundo a própria concessionária, trata-se de um mercado contracionista, com tendência clara de redução de demanda ao longo de todo o período regulatório.

Apesar desse diagnóstico, o Plano propõe investimentos relevantes no GNV, como a criação e expansão de “corredores sustentáveis” (também chamados de corredores azuis), destinados a abastecer veículos pesados em rodovias estaduais. **Contudo, o documento não demonstra adequadamente a viabilidade desses projetos, tampouco apresenta estudos comprovando a existência de demanda potencial suficiente** — algo essencial, considerando que o consumo GNV de veículos leves está em queda e o mercado de caminhões a gás ainda é incipiente no país.

Setor Industrial

O **setor industrial é tratado pela própria CEG RIO como estando em processo de desindustrialização, com previsão de queda média anual de 2,1% no volume consumido.** Esse movimento acompanha tendências estruturais da economia fluminense, com redução de grandes polos industriais e aumento relativo de pequenas unidades de baixo consumo. Apesar desse cenário claramente recessivo, a Naturgy projeta a entrada de novos clientes industriais — em sua maioria pequenos consumidores com menos de 7.500

m³/mês — premissa que não se sustenta frente à tendência estrutural de retração apresentada pela própria concessionária.

Mesmo diante desse panorama, o Plano de Investimentos prevê expansão para Itaperuna, onde o atendimento projetado abrange apenas 1 indústria, 3 postos de GNV e 5 estabelecimentos comerciais. Trata-se de um conjunto de consumidores de carga extremamente baixa, manifestamente incapaz de viabilizar economicamente uma expansão física de rede, gasoduto virtual ou estrutura de GNC/GNL. O próprio plano indica queda industrial, redução do consumo comercial, declínio acentuado do GNV e migração crescente para GLP e equipamentos elétricos — todos fatores que fragilizam ainda mais a justificativa para esse investimento.

A entrada pontual de pequenos consumidores não altera a tendência estrutural de queda e nem compensa a redução de grandes clientes — inclusive a redução prevista no consumo da própria CSN. Ainda que tais clientes venham a integrar a base da concessionária, seus volumes são insuficientes para sustentar qualquer expansão física relevante, muito menos projetos estruturantes ou CAPEX significativo.

Diante disso, a concessionária precisa apresentar premissas mais robustas e tecnicamente justificadas para demonstrar a real necessidade de expansão para Itaperuna, uma vez que os dados atuais não sustentam o investimento proposto.

Mercado Comercial

O segmento comercial apresenta queda no consumo unitário e estagnação no número de clientes, conforme reconhecido pela própria Naturgy.

O plano também destaca a crescente competitividade do GLP, que vem substituindo o gás canalizado em pequenos estabelecimentos. Adicionalmente, também é destacado o uso de equipamentos elétricos, dada eficiência destes equipamentos e preço competitivo de energia elétrica.

Assim, ainda que haja entrada de novos pequenos comércios, esses clientes têm baixo consumo e não compensam a retração estrutural observada no segmento, não havendo sustentação para investimentos.

Mercado Termelétrico

O Plano de Negócios da Naturgy classifica o mercado térmico como volátil, incerto e imprevisível, dada sua dependência do despacho do ONS. Ainda assim, a projeção apresentada pela concessionária se baseia no estudo da PSR aparentemente elaborado em 2023, documento anterior a mudanças estruturais no setor elétrico, o que reduz a atualidade e a confiabilidade das premissas utilizadas.

Com base nesse estudo, a Naturgy projeta um salto expressivo de consumo para 2026 e 2027, estimando 402,86 Mm³/ano, sem demonstrar que esses volumes seriam efetivamente atendidos pela rede de distribuição da CEG RIO. O Plano não identifica quais UTEs são atualmente supridas pela concessionária, nem apresenta volumes históricos reais das usinas atendidas.

Além disso, embora o estudo da PSR incluía a UTE Marlim Azul, a CEG RIO removeu a usina apenas do ano de 2025, alegando pendências contratuais relacionadas ao gasoduto de 18,6 km que ainda não foi incorporado ao patrimônio estadual. Ou seja, a única intervenção metodológica feita pela própria distribuidora na projeção térmica foi excluir o volume da Marlim Azul em 2025, praticamente mantendo os demais volumes do estudo da PSR. Porém, se o investimento estiver sendo considerado na BRA em 2025, e o volume de gás excluído de 2025, temos um desequilíbrio claro.

Para garantir aderência ao cenário operacional, a projeção deveria ser construída com base no perfil histórico de consumo das usinas efetivamente conectadas à distribuição, e não apenas em cenários genéricos de despacho sistêmico. Esse ajuste metodológico é indispensável para produzir um cenário térmico coerente, prudente e alinhado com a realidade do estado do Rio de Janeiro.

1.2 Margem Total Não Reposicionada

A margem não reposicionada é diretamente influenciada pela projeção de consumo sob as tarifas atuais, e deveria refletir fielmente o comportamento real do mercado. No entanto, como demonstrado nos dados de demanda, todos os segmentos convencionais — residencial, comercial, industrial e GNV — apresentam declínio ou estagnação, enquanto o mercado termelétrico, utilizado pela Naturgy como premissa de expansão, é altamente volátil, depende do despacho do ONS e foi projetado com base em um estudo da PSR de 2023, já desatualizado e sem ligação clara com o consumo efetivamente atendido pela distribuidora. Sem falar da inconsistência dos dados de projeções apresentados nos documentos submetidos para consulta pública, que precisam de revisão rigorosa da Agência.

Contudo, diante desse panorama de retração, seria esperado que a Margem Não Reposicionada permanecesse estável ou decrescente, sem pressão para aumento tarifário. Entretanto, o Plano de Negócios propõe um CAPEX elevado e concentrado justamente nos anos de queda de demanda, com destaque para:

- R\$ 280,66 milhões em 2025;
- R\$ 417,19 milhões em 2026.

Somente nesses dois anos, o CAPEX totaliza aproximadamente R\$ 698 milhões, mais de 60% de todo o investimento previsto para o ciclo. Esses valores envolvem:

- expansão de rede em localidades de baixíssimo consumo, como Itaperuna,
- implantação de infraestrutura de GNC/GNL, sem demanda real,
- projetos estruturantes sem aderência ao comportamento real do mercado, já que a própria demanda projetada mostra queda industrial, queda comercial, declínio acentuado do GNV, migração para GLP e retração do consumo residencial.

Esse desalinhamento — **demanda em queda versus CAPEX inflado** — provoca impacto direto no cálculo tarifário. Como a demanda projetada diminui, a

Margem Não Reposicionada cai. Ao mesmo tempo, **o CAPEX não justificado aumenta artificialmente a Receita Requerida, fazendo o índice m crescer**, gerando reajuste tarifário indevido.

Dessa forma, a demanda retraída reduz a Margem Não Reposicionada, o CAPEX inflado aumenta a Receita Requerida, e, como resultado, o índice m cresce artificialmente, gerando reajuste tarifário indevido.

A própria concessionária apresenta, em seus cálculos, $m = 1,2292$, o que corresponde a um aumento de 22,92% antes mesmo da aplicação de outros componentes tarifários. Esse valor não reflete necessidades do mercado, mas sim uma combinação inadequada de premissas, contrária aos princípios de prudência e modicidade tarifária.

A situação se agrava quando se observa a **relação entre o CAPEX proposto e o Acordo da 4ª Revisão Tarifária**. A Minuta do Acordo estabelece que a CEG RIO:

- recebeu R\$ 573,30 milhões a maior na 4ª RTI,
- deve converter esse montante em investimentos até 2026,
- e **somente poderá incorporar tais ativos à BRA após homologação da AGENERSA**

A Cláusula 3.2 da Minuta do:

“O montante (...) será convertido em investimentos a serem indicados pelo Poder Concedente e homologados pela AGENERSA no âmbito da 5ª Revisão Quinquenal.”

O Acordo não autoriza — nem poderia autorizar — que esses investimentos sejam automaticamente aceitos como CAPEX regulatório, tampouco que sejam incluídos na Margem ou na Receita Requerida sem avaliação técnica.

Logo, se os investimentos:

- não decorrem de crescimento real da demanda,
- não respondem a necessidades operacionais,
- e existem apenas para cumprir exigência financeira do Acordo,

Portanto, seu repasse à tarifa é indevido, configurando violação direta ao princípio da modicidade tarifária, além de risco de dupla cobrança ao consumidor.

Além disso, sua inclusão na BRA resultaria em dupla cobrança ao consumidor — que já pagou esse valor indevidamente no passado, e voltaria a pagá-lo novamente na forma de depreciação e remuneração do capital.

1.3 Questionamentos e Requerimentos à AGENERSA

Diante das próprias premissas da concessionária, a CSN solicita que esta Agência avalie criticamente os seguintes pontos:

- a) **Validação dos dados de demanda:** solicitamos que a AGENERSA exija da concessionária a apresentação de dados reais para 2023–2025 e de projeções

justificadas para 2026–2027. Há divergências entre o texto e as memórias de cálculo — especialmente no ano de 2025 — que precisam ser sanadas antes de qualquer decisão tarifária.

- b) **Necessidade real dos investimentos:** o CAPEX proposto é elevado e concentrado, mas todos os segmentos apresentam retração. É indispensável que a Agência verifique, projeto a projeto, se há demanda suficiente para justificar investimentos estruturantes. A expansão física apresentada no plano não guarda coerência com o comportamento do mercado.
- c) **Exclusão de CAPEX não homologado:** todo investimento ainda não homologado deve ser excluído da Receita Requerida e da BRA. A inclusão automática desses valores — especialmente os vinculados ao Acordo da 4ª RTI — representaria violação dos princípios de prudência e modicidade tarifária.
- d) **Tratamento adequado dos investimentos da 4ª RTI:** a Agência deve exigir que a Naturgy identifique claramente os projetos ligados ao Acordo da 4ª RTI e demonstrar necessidade operacional real. Esses valores não podem impactar o índice m antes de análise técnico-regulatória formal, sob risco de dupla cobrança ao consumidor.
- e) **Inconsistências no mercado GNV:** O plano prevê novos corredores de GNV, apesar de a própria Naturgy projetar declínio do segmento. Solicitamos que a Agência questione:
 - qual metodologia foi usada para justificar novos corredores;
 - onde estão os estudos de viabilidade técnica e econômica;
 - como sustentar CAPEX significativo sem carga âncora ou demanda crescente.
- f) **Projeção térmica desatualizada e pouco confiável:** a Naturgy utiliza estudo da PSR de 2023, sem atualização. Solicitamos esclarecimentos sobre:
 - por que projeções não foram atualizadas;
 - quais UTEs são efetivamente atendidas pela distribuição, explicitar pendências de conexão;
 - quais são seus volumes históricos de consumo;
 - por que a projeção não foi construída com base no perfil real das usinas conectadas à rede da CEG RIO.
- g) **Margem Total Não Reposicionada:** solicita que a AGENERSA:
 - reavalie a prudência de todo CAPEX proposto;
 - exclua da Receita Requerida projetos não homologados ou sem demanda real;
 - impeça que valores da 4ª RTI ampliem o índice m sem validação;
 - exija justificativas individualizadas detalhadas para cada investimento incluído na BRA.
 - não aprove dupla cobrança ao consumidor, especialmente no que se refere aos valores da 4ª RTI.
 - assegure que nenhum impacto decorrente do Acordo recaia sobre o índice m sem prévia análise técnico-regulatória.

2. Custos Operacionais – OPEX

A análise do Item 6 – OPEX do Plano de Negócios da CEG RIO evidencia uma clara desconexão entre a realidade de demanda em retração e o crescimento expressivo das despesas operacionais projetadas para o ciclo 2023–2027.

Embora a concessionária afirme que o OPEX reflete a “realidade histórica recente” e que os valores de 2023 a 2025 seriam despesas efetivamente incorridas, os números apresentados não correspondem a um cenário de queda de consumo, como o próprio Plano demonstra.

Os dados fornecidos pela Naturgy mostram um aumento acentuado do OPEX:

Ano	OPEX Total (R\$ milhões)
2023	76,72
2024	107,08
2025	172,77
2026	185,62
2027	104,39

Entre 2023 e 2026, o OPEX cresce 142%, movimento totalmente incompatível com a retração simultânea do consumo residencial, industrial, comercial e GNV — além da instabilidade do mercado térmico. Em condições normais, a redução de demanda deveria resultar em estabilidade ou queda do OPEX, refletindo menor atividade operacional e eficiência incremental. Contudo, o que se observa é o oposto.

A incoerência torna-se ainda mais evidente quando se verifica que os anos de maior aumento do OPEX (2025 e 2026) coincidem com o pico de CAPEX projetado. Isso indica que o OPEX está sendo inflado para absorver custos decorrentes de investimentos que não possuem demanda suficiente para justificá-los, inclusive aqueles vinculados ao Acordo da 4ª RTI. Do ponto de vista regulatório, essa prática é inadequada: o OPEX deve refletir custos necessários à prestação do serviço, e não acompanhar aumentos de CAPEX sem comprovação de necessidade técnica.

Essa combinação — demanda em queda, CAPEX elevado e OPEX crescente — distorce a formação da Receita Requerida e pressiona artificialmente o índice m, resultando em tarifas mais altas para os consumidores sem qualquer contrapartida de melhoria ou crescimento real do mercado. Reconhecer despesas operacionais derivadas de investimentos não homologados ou desalinhados da demanda viola os princípios da prudência, modicidade tarifária e causalidade de custos.

Outro ponto crítico é a inconsistência metodológica entre o Plano e as Memórias de Cálculo: enquanto o texto afirma que 2025 é um ano “real”, várias planilhas tratam esse mesmo ano como projeção, inclusive em rubricas fundamentais, como Juros sobre Capital Próprio. Isso compromete a confiabilidade dos números utilizados para compor o OPEX, reforçando a necessidade de revisão.

Diante desse conjunto de inconsistências, recomenda-se que a AGENERSA:

- Reavalie integralmente o OPEX vinculado a ativos não demandados pelo mercado ou ainda não homologados;
- Garanta que apenas valores comprovadamente reais sejam aceitos para 2023–2025;
- Exclua das contas regulatórias quaisquer custos operacionais decorrentes de CAPEX sem necessidade técnica comprovada.

A proteção do usuário — que não deve arcar com custos artificiais ou desnecessários — exige rigor máximo na validação dos valores que compõem o cálculo tarifário da 5ª Revisão.

3. Mercado Livre não onera a distribuidora

A alegação apresentada pela CEG RIO no Item 12(d) – Tarifa Provisória – de que a expansão do mercado livre acarreta ônus adicionais à distribuidora não encontra qualquer fundamento técnico, regulatório ou operacional. No modelo brasileiro de gás natural, estabelecido pela Lei nº 11.909/2009 e regulamentado pela ANP, o consumidor livre contrata diretamente a molécula e o transporte, cabendo à distribuidora apenas a atividade de distribuição local, regulada pela AGENERSA.

No ambiente livre, a distribuidora **não adquire gás, não contrata capacidade de transporte, não assume risco de suprimento, não gerencia portfólio e não realiza balanceamento que é uma atividade exclusiva da transportadora, conforme regras e penalidades previstas nos Contratos de Transporte homologados pela ANP.** Assim, a operação da distribuidora torna-se mais simples, menos onerosa e mais previsível, reduzindo despesas e estruturas internas necessárias no mercado cativo.

Essa realidade é confirmada pela prática de todas as demais distribuidoras maduras do país — como Comgás, Compagas entre outras — onde o mercado livre não apenas não gera ônus, como normalmente possui TUSD inferior à do mercado cativo, justamente porque as obrigações da distribuidora são menores nesse ambiente. Ou seja: em nenhum caso o mercado livre é tratado como causa de aumento de custos regulatórios muito menos aumento de gastos de comercialização da distribuidora no ambiente de mercado livre, a distribuidora não realiza nenhuma atividade de comercialização para consumidores livres, apenas para consumidores cativos.

Qualquer alegação de custos associados ao mercado livre deve ser demonstrada, caracterizada, segregada e homologada pela AGENERSA. Nada disso foi apresentado no Plano de Negócios da CEG RIO. Até que a concessionária apresente evidências robustas, a premissa de que o mercado livre “onera” a operação da distribuidora deve ser considerada infundada.

solicita que a AGENERSA trate essa alegação com o devido rigor regulatório: não permitir que custos não demonstrados sejam repassados ao consumidor, preservando os princípios da causalidade de custos, neutralidade em relação

ao supridor e modicidade tarifária. Mesmo no âmbito da tarifa provisória aplicada, é preciso haver rigor nesta avaliação, pois as alegações das distribuidoras de fatores que oneram a operação livre na verdade aliviam a carga operacional e financeira da distribuidora.

Qualquer tentativa de repasse tarifário com base nessa alegação viola os princípios da causalidade de custos, da neutralidade frente ao supridor e da modicidade tarifária, além de contrariar a prática regulatória consolidada no setor. Adicionalmente, qualquer alteração na estrutura da TUSD deve ser submetida a consulta pública específica, acompanhada de demonstrativos de cálculo claros, transparentes e plenamente auditáveis, de modo a permitir sua avaliação pelos usuários, pelos agentes do setor e, posteriormente, sua devida homologação pela Agência.

4. Tarifas Térmicas

Estrutura Regulatória da Conta Gráfica Exclusiva do Mercado Termelétrico é uma solução adequada, desde que tenha transparência para o tratamento das receitas e diferenças vinculadas ao mercado térmico.

Nesse arranjo, todas as defasagens — positivas ou negativas — decorrentes de variações de despacho das usinas térmicas devem ser isoladas dentro desta conta, jamais sendo transferidas para consumidores de outros segmentos que não causam tais variações. Mais importante: nos períodos de alto despacho térmico, eventuais ganhos extraordinários decorrentes do maior volume movimentado não podem, sob nenhuma hipótese, ser apropriados pela distribuidora, uma vez que tais ganhos não decorrem de eficiência operacional, mas sim de mera conjuntura sistêmica decidida pelo ONS e regulada em âmbito federal.

A distribuidora, nesse caso, exerce apenas a atividade de distribuição local — não assume risco de suprimento, não contrata molécula, não contrata transporte e tampouco participa do balanceamento energético (atividade exclusiva da malha de transporte regulada pela ANP). Logo, qualquer bônus gerado pelo despacho térmico deve ser integralmente revertido ao próprio setor termelétrico, podendo-se estabelecer, se desejado pela Agência, um piso para a conta gráfica, contudo, mesmo nesses casos, todo ganho térmico acumulado deve obrigatoriamente ser repassado ao segmento termelétrico nos exercícios subsequentes — seja no segundo, terceiro ano ou quantos forem necessários para absorção integral dos valores. Pois isso configuraria indevida apropriação de resultados alheios à sua esfera de atuação. Tal mecanismo garante neutralidade, causalidade tarifária e transparência, evitando que a distribuidora seja remunerada por um risco que ela não assume e impedindo repasses tarifários injustificados aos demais consumidores.

5. Plano de Investimentos e Base de Remuneração Regulatória (BRA)

A análise conjunta dos Itens 8 – Plano de Investimentos e 9 – BRA do Plano de Negócios indica pontos que merecem atenção da Agência, pois podem impactar a modicidade tarifária, a adequação dos investimentos e o equilíbrio regulatório e econômico-financeiro da concessão.

5.1. Plano de Investimentos

A Naturgy propõe para a CEG Rio um Plano de Investimentos para 2023–2027 de grande magnitude, incluindo valores ligados ao Acordo Extrajudicial da 4ª RTI, que determina a conversão de R\$ 573,30 milhões, correspondente à receita de margem de distribuição recebida a maior no âmbito da 4ª RTI, em investimentos a serem analisados dentro da 5ª Revisão Quinquenal.

Contudo, **nenhum desses projetos foi homologado pela AGENERSA**, conforme exige a Cláusula 3.2 do Acordo. Os registros apresentados no SEI (como o protocolo SEI 114627820) não constituem aprovação, mas apenas submissões iniciais.

Além disso, vários projetos não possuem aderência à demanda projetada pela própria Naturgy, configurando expansão física sem necessidade comprovada. A previsão de expansão para municípios de baixíssimo consumo, como Itaperuna — onde o atendimento previsto contempla apenas uma indústria, três postos de GNV e cinco pequenos comércios — não se sustenta tecnicamente. O mesmo se aplica a projetos de GNC/GNL e ampliações estruturantes, enquanto todos os segmentos convencionais demonstram retração ou estagnação.

Diante disso, a CSN solicita que a AGENERSA não reconheça nenhum investimento não homologado e que exija da concessionária documentação e justificativas técnicas individualizadas para cada projeto, demonstrando aderência real à demanda. Qualquer inclusão automática desses valores na Receita Requerida violaria os princípios da prudência e da causalidade de custos.

5.2. Base de Remuneração Regulatória (BRA)

A BRA é o elemento central do cálculo tarifário, pois define os ativos remuneráveis por depreciação e TRC (Taxa de Remuneração de Capital). A BRA apresentada pela Naturgy, estimada em R\$ 5,353 bilhões, é apenas uma declaração unilateral, já que nenhum laudo técnico da KPMG ou ASSET foi disponibilizado publicamente. Assim, não existe comprovação auditada da base inicial nem validação pela Agência.

A incorporação de ativos não homologados ou sem necessidade operacional comprovada inflaria artificialmente a BRA, ampliando o custo ao consumidor e elevando o índice m de forma injustificada. Este risco é agravado pela retração de demanda, que torna economicamente contraditória qualquer expansão de rede e aumenta a probabilidade de inclusão de ativos ociosos.

Adicionalmente, transformar o valor do Acordo da 4ª RTI em CAPEX regulatório resultaria em dupla cobrança ao consumidor, uma vez que o valor já foi pago indevidamente no ciclo anterior e retornaria como ativo remunerado via BRA.

Por isso, solicitamos que a AGENERSA:

- exclua da BRA todos os ativos não homologados;
- trate o valor da 4ª RTI como saldo financeiro a ser revertido, e não como investimento;

- exija justificativas técnicas detalhadas para cada ativo proposto;
- assegure que os valores usados para 2023–2025 sejam efetivamente reais, eliminando inconsistências encontradas nas memórias de cálculo.

5.3. Efeitos sobre a Valoração da Concessão (Renovação/Relicitação)

A relação entre o Plano de Investimentos, a composição da BRA e o processo de renovação ou relicitação da concessão exige análise rigorosa, pois a própria Naturgy afirma no Plano de Negócios que a 5ª Revisão Tarifária será um insumo central para o cálculo do valuation econômico-financeiro da concessão. Isso significa que qualquer ativo incorporado à BRA no âmbito desta revisão influenciará diretamente o valor econômico futuro da concessão, afetando o Poder Concedente e os consumidores.

Nesse contexto, a eventual inclusão na BRA de investimentos não homologados, sobretudo aqueles decorrentes do Acordo da 4ª RTI, produz distorções relevantes. Ao inflar artificialmente a base de ativos remuneráveis, amplia-se a Receita Requerida e, conseqüentemente, eleva-se também o valor econômico da concessão, sem que tais ativos representem expansão de demanda, utilidade operacional ou necessidade técnica comprovada. Ou seja, o valuation se tornaria artificialmente maior, sem refletir a realidade física da rede ou o efetivo serviço prestado.

Além disso, permitir que valores compensatórios da 4ª RTI sejam incorporados como investimento regulatório criaria dupla penalização ao consumidor. Um ajuste financeiro não pode ser tratado simplesmente como ativo operacional, sob pena de violação da prudência regulatória, da modicidade tarifária e da neutralidade técnica exigida em processos de revisão e relicitação.

Diante disso, a CSN entende que nenhum valor oriundo do Acordo da 4ª RTI — ou qualquer investimento não homologado — pode integrar a BRA ou compor o valuation da concessão sem homologação formal, comprovação robusta de necessidade e demonstração inequívoca de aderência à demanda. A aceitação automática desses valores comprometeria a integridade da revisão tarifária, elevaria tarifas sem justificativa e criaria um valuation inflado e desconectado da realidade operacional, contrários ao interesse público e ao equilíbrio econômico-financeiro previsto no contrato de concessão.