

**IBP-GN 010/2026**

Rio de Janeiro, 30 de março de 2026

**À: Agência Reguladora de Energia e Saneamento do Estado do Rio de Janeiro -  
AGENERSA**

Av. Presidente Wilson, n° 231, Edifício Palácio Austregésilo de Athayde, 11° andar - Centro,  
Rio de Janeiro - RJ - CEP 20030-021

**At.: Exmo. Sr. Conselheiro Vladimir Paschoal Macedo**

**Assunto: 5<sup>as</sup> Revisões Quinquenais de Tarifas | Análise do Plano de Negócios e da  
Base de Ativos - Concessionárias CEG**

**Referência: Processo SEI-480002/000282/2026**

Exmo. Sr. Conselheiro Vladimir Paschoal Macedo,

O Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), principal representante das empresas do setor de óleo e gás do Brasil vem, por meio desta, apresentar suas considerações acerca dos critérios, premissas e resultados preliminares adotados no contexto do atual processo de revisão tarifária de que trata a Consulta Pública AGENERSA 01/2026. As análises ora apresentadas partem da premissa de que o processo revisional deve assegurar a estrita observância dos princípios da modicidade tarifária, eficiência, legalidade e adequada alocação de custos, evitando a transferência indevida de riscos e ineficiências aos usuários, razão pela qual é fundamental um amplo debate para a tomada de decisões regulatórias corretas.

Reconhecendo a relevância e a complexidade desse processo, é essencial que as análises conduzidas estejam ancoradas nos princípios da razoabilidade, supremacia do interesse público, legalidade, legitimidade e eficiência, assegurando que apenas custos justificáveis e compatíveis com uma operação eficiente sejam incorporados à tarifa.

É imprescindível que as variáveis consideradas no Plano de Negócios reflitam, de forma consistente, as perspectivas históricas e projetadas para o mercado, de modo a evitar a previsão de trajetórias de investimentos e gastos operacionais descolados da realidade do



INSTITUTO BRASILEIRO  
DE PETRÓLEO, GÁS E  
BIOCOMBUSTÍVEIS

estado do Rio de Janeiro, o que poderia comprometer a adequada sinalização econômica e a modicidade tarifária, direcionando o mercado de gás do estado para a conhecida “espiral da morte”.

Outros princípios relevantes a serem observados são o da motivação, publicidade (divulgação das informações) e transparência (qualidade da informação e facilidade da compreensão). Com base nesses últimos princípios, inclusive, importante destacar que a mera apresentação dos custos incorridos pela concessionária nos anos findos do quinquênio em curso não garante seu reconhecimento na tarifa.

Nesse sentido, as contribuições apresentadas buscam colaborar, de forma técnica e construtiva, para o aprimoramento da avaliação em curso, promovendo maior consistência e alinhado às melhores práticas regulatórias. Ao longo desta carta, destacamos pontos que, em nossa avaliação, merecem atenção mais aprofundada, seja pela materialidade dos valores envolvidos, seja pelos potenciais efeitos sobre o equilíbrio econômico do contrato e sobre os consumidores atendidos.

Ressalte-se que as considerações apresentadas a seguir não esgotam a totalidade dos temas objeto da presente Consulta Pública, tendo em vista a complexidade e a abrangência da matéria, bem como a ausência de estudos técnicos preliminares detalhados por parte da Agência, o que limita uma avaliação exaustiva no prazo disponibilizado para contribuições - conforme solicitação de dilação/interrupção do prazo da Consulta encaminhado.

Atenciosamente,

Sylvie D'Apote

Diretora Executiva de Gás Natural

## Contribuições IBP

### 5<sup>as</sup> Revisões Quinquenais de Tarifas | Análise do Plano de Negócios e da Base de Ativos - Concessionárias CEG

#### 1. Reconhecimento de custos já incorridos

Não assiste à concessionária direito ao reconhecimento automático, integral e acrítico do OPEX projetado ou incorrido para fins tarifários. O regime em vigor aplicável à concessão de serviço público de distribuição de gás canalizado subordina o presente processo de revisão tarifária a uma análise regulatória de prudência, razoabilidade, eficiência e aderência ao serviço adequado, sempre vinculado à supremacia do interesse público, e não a um mero repasse automático (não fundamentado) de custos à tarifa.

A Constituição Federal atribui ao Poder Público a prestação dos serviços públicos, diretamente ou sob regime de concessão, cabendo à lei disciplinar, entre outros pontos, a política tarifária, conforme inciso III do artigo 175. Já no plano infraconstitucional, a Lei nº 8.987/1995 garante que contraprestação do serviço não está isolada da modicidade tarifária. Confira-se:

*“Art. 6º Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.*

*§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.” (grifo próprio)*

Essa previsão é reiterada no âmbito estadual quando da criação da AGENERSA, nos termos da Lei nº 4.556 de 2005 do Estado do Rio de Janeiro, que obriga a Agência a prezar pela garantia do serviço adequado, o atendimento ao interesse de todas as partes envolvidas - o que inclui os usuários finais - e, ainda, a garantia da modicidade tarifária ao usuário. Veja-se:

*“Art. 3º - No exercício de suas atividades, pugnará a AGENERSA pela garantia dos seguintes princípios fundamentais:*

*I - prestação pelos concessionários, de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, tanto qualitativa quanto quantitativamente;*

*III - estabilidade nas relações envolvendo o Poder Concedente, concessionários ou permissionários e usuários, no interesse de todas as partes envolvidas; (...)*

*IV - a modicidade das tarifas para os usuários;” (grifos próprios)*

No que concerne o processo de revisão tarifária, esse desenho institucional obriga a AGENERSA a controlar e fiscalizar a concessão, o que pressupõe juízo técnico sobre a necessidade, a adequação e a eficiência dos custos que se pretende transferir ao usuário.

E é notório que o próprio Contrato de Concessão considerou expressamente essas diretrizes legais. O parágrafo 2º da Cláusula Sétima deixa claro que os processos de revisão tarifária deverão estar focados no aumento da eficiência operacional, por meio da redução de custos e evolução de produtividade. Senão, vejamos:

*“CLÁUSULA SÉTIMA - TARIFAS (...) 52ºOs limites tarifários serão revistos a cada 5 (cinco) anos, com base no custo dos serviços, incluída a remuneração do capital, considerando-se, ainda, a necessidade de estímulo ao aumento da eficiência operacional **através da redução de custos**, a evolução efetiva desses custos, e da produtividade da CONCESSIONÁRIA e do setor de gás.” (grifo próprio)*

Ou seja, o contrato não assegura repasse integral de despesas; ao contrário, impõe filtro regulatório orientado à eficiência. Sob a ótica material, admitir o reconhecimento automático dos dispêndios dos anos findos do quinquênio vigente, deslocaria para o usuário todo o risco gerencial da concessionária, em afronta especialmente aos princípios da modicidade tarifária e da eficiência do serviço público.

**Assim, do ponto de vista legal, contratual e regulatório, não há garantia à concessionária de reconhecimento automático do dispêndio propostos no Plano de Negócios submetidos para a 5ª Revisão Tarifária Quinquenal, mesmo quando a revisão ocorre durante o quinquênio avaliado.** O que existe é o direito da concessionária de submeter sua proposta à apreciação da AGENERSA, cabendo à Agência, no exercício de sua competência regulatória, reconhecer, repita-se, apenas, as parcelas que se mostrem efetivamente necessárias, prudentes, eficientes, devidamente comprovadas e compatíveis com a realidade do mercado e com a modicidade tarifária.

## 2. Desenho tarifário

Diante do cenário apresentado pelas concessionárias nos Planos de Negócios em avaliação nesse processo, mostra-se necessário que o regulador vá além da mera atualização de parâmetros econômicos e financeiros para o quinquênio de 2023-2027. E tal conduta pressupõe não apenas a consideração de custos necessários e eficientes, mas igualmente que seja incorporada reflexão estruturada sobre o próprio desenho tarifário.

Em contextos de contração ou estagnação do mercado, a manutenção de estruturas tarifárias pouco aderentes à dinâmica de custos pode resultar em alocações ineficientes, com subsídios cruzados indevidos entre segmentos e perda de sinal econômico adequado para retomada do crescimento do consumo.

Nesse sentido, é fundamental que a AGENERSA avalie a adequação da atual estrutura tarifária à luz da evolução esperada do mercado, especialmente considerando que diferentes segmentos de usuários apresentam perfis distintos que impactam de maneira diversa os investimentos e custos operacionais da concessionária. A ausência dessa avaliação pode levar à socialização de custos que são, na prática, induzidos por grupos específicos de consumidores, comprometendo a equidade e a eficiência do modelo tarifário.

Tal abordagem encontra respaldo direto na Lei nº 8.987/1995, que, em seu art. 13, prevê expressamente o princípio da causalidade de custos na regulação tarifária, permitindo que a estrutura de tarifas reflita, de forma mais precisa, os custos efetivamente gerados por cada classe de consumo:

*“Art. 13. As tarifas poderão ser diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários.”*

Assim, a incorporação de uma reavaliação pela Agência, com a devida transparência e participação social, da estrutura tarifária no âmbito da presente revisão mostra-se não apenas pertinente, mas necessária, de modo a assegurar uma alocação mais eficiente e justa dos custos, especialmente em um cenário de redução de mercado. A ausência dessa revisão, em cenário de retração de mercado, tende a agravar distorções alocativas, perpetuar subsídios cruzados indevidos e comprometer a sustentabilidade econômico-financeira da concessão.

### 3. Créditos de PIS/COFINS

Conforme evidenciado no Demonstrativo de Resultados do Exercício (DRE) da CEG, há créditos relevantes de PIS/COFINS provisionados decorrentes da inclusão indevida do ICMS em sua base de cálculo. Tais valores não constituem receita da concessionária, mas créditos tributários decorrentes de pagamentos realizados pelos usuários, devendo ser integralmente e imediatamente revertidos aos usuários via modicidade tarifária (para todos os segmentos de consumo), dado que estes foram responsáveis pelo fato gerador do tributo (uso do sistema de distribuição) e a concessionária responsável apenas pelo seu recolhimento.

Cabe destacar que iniciativa semelhante já foi adotada pela ARSESP, que regulamentou a devolução de aproximadamente R\$ 2 bilhões em créditos de PIS/COFINS aos usuários de gás canalizado, consolidando entendimento regulatório no sentido de que tais valores devem ser revertidos aos usuários. No caso da CEG, os valores são superiores a R\$ 320 milhões pelo DRE de 2024, que em reais de dezembro de 2021 equivalem à R\$ 277 milhões.

Assim, espera-se que a revisão tarifária em curso represente a oportunidade adequada para que a AGENERSA estabeleça diretrizes claras quanto à forma de devolução de tais valores

aos consumidores, assegurando transparência e previsibilidade aos entendimentos sobre o tema.

## 4. Gastos operacionais da CEG

### 4.1. Gastos com pessoal

O comportamento dos gastos com pessoal ao longo do período analisado suscita preocupações sob a ótica da modicidade tarifária e da eficiência do serviço prestado. Conforme os dados disponibilizados pela concessionária, identifica-se aumento projetado na ordem de 65% entre 2022 até 2027, enquanto a inflação esperada para o período fica em 30%.

O crescimento expressivo e contínuo dessas despesas no período entre 2023 e 2027, não encontra respaldo em evidências proporcionais de ganhos de produtividade, expansão equivalente da base de usuários<sup>1</sup>, aumento da demanda<sup>2</sup> ou incremento na complexidade operacional que o justifique. Vale destacar, ainda, que esse movimento representa uma inflexão em relação à trajetória observada entre 2018 e 2022, quando os gastos com pessoal reduziram significativamente.

Esse aumento indica possível ineficiência na gestão de recursos humanos, transferindo ao consumidor custos que não necessariamente refletem a prestação eficiente do serviço. Assim, a trajetória ascendente dessas despesas deve ser objeto de escrutínio rigoroso por parte do regulador, com vistas à exclusão de parcelas não justificadas do cálculo tarifário, de modo a assegurar que apenas custos prudentes e eficientes sejam repassados à tarifa.

Para a revisão dos valores propostos, pode-se comparar o apresentado pela concessionária com aqueles efetivamente registrados em seu DRE. Assim, para o ano de 2023, o material apresentado no âmbito da Consulta Pública indica um gasto com pessoal da ordem de R\$ 129 milhões, em valores de 2021, já no DRE, tem-se para essa mesma rubrica e ano o valor de R\$ 99 milhões<sup>3</sup>.

Em 2024, a avaliação também resulta em redução significativa, passando de R\$ 118 para R\$ 89 milhões, enquanto para 2022 a comparação resultou em valores semelhantes.

Essa discrepância entre os valores históricos apresentados para 2023 e 2024 e os valores obtidos a partir do DRE da companhia suscita questionamentos quanto à consistência e à

<sup>1</sup> De acordo com a projeção da CEG o aumento clientes não chegará a 5%.

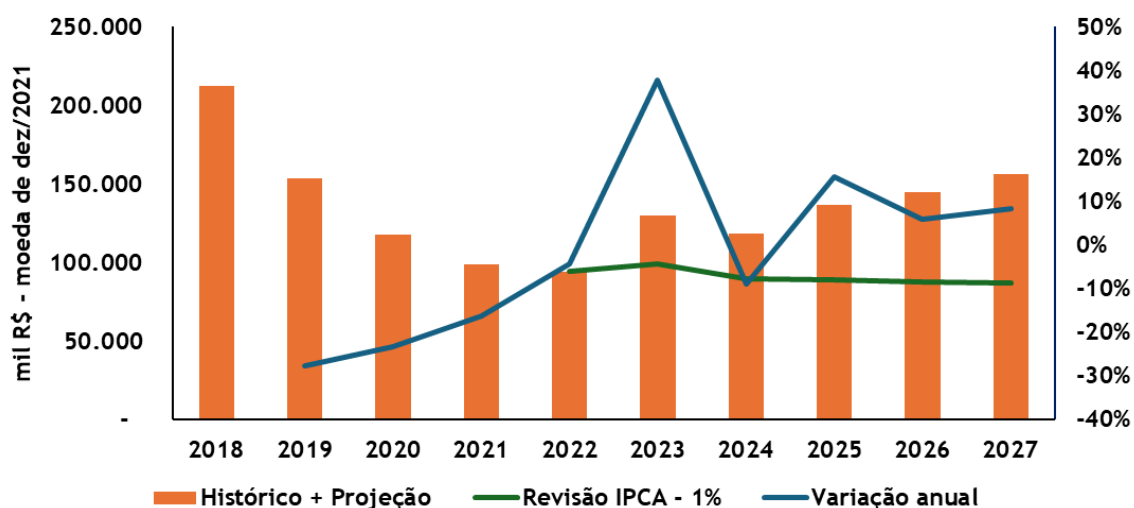
<sup>2</sup> De acordo com a projeção da CEG é estimada redução de quase 20% da demanda ex-térmicas.

<sup>3</sup> Este valor foi calculado a partir da soma dos dados apresentados nas notas explicativas de: “Remuneração do pessoal-chave da Administração”, “Custo do Serviço - Custo de Pessoal” e “D. Vendas, Gerais e Administrativos - Despesa de Pessoal”, as quais tiveram do total somado deduzido valor da rubrica de Gastos com Atividade Comercial apresentada para 2023 no Plano de Negócios da CEG. A mesma metodologia foi aplicada para 2024.

aderência de todas as outras informações utilizadas na definição da receita requerida. Assim, em linha com todos os princípios que regem o cálculo tarifário, recomendamos que as projeções sejam realizadas com base nas demonstrações financeiras da CEG.

Considerando a substituição dos valores de 2023 e 2024 pelos dados obtidos a partir do DRE da companhia, conforme já analisado, e projetando um cenário conservador de ganho anual de eficiência de 1%, é possível estimar essa rubrica de modo mais aderente à realidade do Plano de Negócios da CEG até 2027. Para se ter uma ideia, nos termos do gráfico abaixo, em comparação com a previsão da concessionária, essa nova projeção representaria uma redução de quase R\$ 233 milhões para o quinquênio, ou 6,8% dos gastos operacionais totais projetados. Confira-se:

**Gráfico 1. Gastos com pessoal da CEG - 2018 até 2027 (em R\$ dez/21)**



Fonte: elaboração própria com dados da CEG, 2026.

Dada essa discrepância aqui explicitada, recomenda-se, então, que a AGENERSA realize avaliação aprofundada dos gastos apresentados, tanto daqueles dados como já realizados (2023 e 2024), quanto os projetados até o final do ciclo.

#### 4.2. Tributos e fundos estaduais

A inclusão de uma rubrica de tributos no OPEX projetado pela concessionária suscita preocupação quanto à possibilidade de dupla contagem, uma vez que a estrutura tarifária vigente já contempla a incidência tributária, por meio de fatores específicos aplicado *a posteriori* sobre a margem, conforme destacado na imagem a seguir. Assim, a internalização de tributos também como componente de custo operacional tende a inflar indevidamente a base tarifária, o que não é um resultado desejável.

Adicionalmente, eventuais valores negativos apresentados no histórico e nas projeções – notadamente aqueles associados a reversões, compensações ou ajustes – devem ser integralmente refletidos na redução da margem regulatória para todos os segmentos, assegurando que tais montantes revertam em benefício do usuário. A não consideração desses valores como redutores da tarifa implicaria distorção no equilíbrio econômico-financeiro e violaria o princípio da modicidade tarifária, ao impedir que ganhos ou créditos identificados no processo sejam devidamente apropriados na formação das tarifas.

**Figura 1. Aplicação do Fator Impostos GN + Taxa de Regulação e Repasse FOT/FEEF - Tabela Tarifária CEG de fevereiro de 2026**

TARIFAS CEG	
Data Vigência	01/02/26
Custo do Gás Residencial Comercial	1,68086
Custo do Gás Industrial	2,26822
Custo do Gás Vidreiro	1,88328
Custo do Gás Demais	2,09253
Custo GLP Res.	14,56620
Custo GLP Ind.	14,56620
Fator Impostos GLP + Tx Regulação	0,9950
Fator Impostos GN + Tx Regulação	0,7946
Repasse FOT/FEEF	0,0353

Fonte: AGENERSA, 2026.

Na prática, os valores positivos considerados para o ciclo de 2023-2027 e que devem ser expurgados da projeção totalizam aproximadamente R\$ 160 milhões e correspondem por 6% do OPEX do período. Somando estes ao montante negativo do quinquênio anterior - os quais devem ser revertidos ao consumidor - deve-se descontar do OPEX previsto para o quinquênio avaliado o total de R\$ 391 milhões.

#### 4.3. *Gastos com atividade comercial*

Em linha com o avanço da abertura do mercado e migração de consumidores para o mercado livre, os gastos com atividades comerciais reduziram significativamente (-80%) no quinquênio de 2018-2022, tendência que se estabilizou na ordem de R\$ 2,4 milhões em 2023 e 2024 conforme dados históricos. Desse modo, a utilização da média dos últimos quatro anos para

estimar os valores de 2025 até 2027 resulta no descolamento dessa trajetória, retomando o crescimento.

Portanto, considerando a comparação da média do período 2023-2024 com a média projetada para o período 2025-2027, se observa um aumento da ordem de 148%, o que é muito substancial. Considerando que a abertura do mercado não será revertida, é mais prudente e adequado a manutenção dos níveis desses gastos na ordem de grandeza dos anos de 2023/2024.

A Concessionária não só ignora a economia de gastos comerciais mencionada, como também sugere que os gastos do Mercado Livre são maiores que os do Mercado Cativo e que a TUSD abatida dos custos comerciais estaria inadequada, sugerindo eliminar qualquer tipo de incentivo à migração e indo contra ao que foi estabelecido nas Deliberações AGENERSA nº 4.068/2020 e nº 4.142/2020.

#### 4.4. Provisões

A rubrica de provisões apresentada pela CEG soma mais de R\$ 600 milhões, se estabelecendo como custo de segundo maior impacto no total dos gastos operacionais da concessionária, correspondendo por 19,58% do total do OPEX. Entretanto, a inadimplência para além dos limites de perdas previstos contratualmente e refletido na tarifa deve ser tratada como um risco inerente ao negócio.

Além disso, é salutar reconhecer, também, que o instrumento contratual não apenas previa uma restrição máxima de repasse das perdas, como também a implementação de programa para manutenção do índice de performance inferior a 3%, conforme o item 3 do Anexo II do Contrato de Concessão.

Dessa forma, esta rubrica deve ser excluída da previsão, considerando que a sua manutenção implicaria, na prática, numa duplicidade de reconhecimento ou uma tentativa de ampliar o nível de perdas para além do autorizado pelo regulador.

Ademais este tipo de pleito deveria motivar uma fiscalização da AGENERSA para que a concessionária seja obrigada a reduzir os seus níveis de perdas.

#### 4.5. Outros gastos

Em praticamente todas as outras rubricas são identificadas discrepâncias entre a trajetória histórica com os valores projetados, sendo necessária sua revisão para que estejam alinhadas com a realidade da operação da companhia. Isso é o que se observa em casos como “Serviços Profissionais Independentes”, “Seguros”, “Despesas de viagem, Transporte e Fretes” e “Gastos com Exploração”.

As alterações de comportamento desses itens isoladamente parecem não impactar na totalidade, mas quando avaliados em conjunto respondem por um impacto de 6% no total do OPEX previsto pela concessionária. Assim, é prudente que estes itens sejam reavaliados pelo regulador.

## 5. Volumes para o segmento termelétrico

Com relação a demanda, questiona-se a projeção apresentada no Plano para o segmento de geração de energia elétrica. Conforme explicitado na Tabela 1, isso se deve ao fato de que o volume apresentado para o ano de 2025 se encontram significativamente abaixo dos volumes realizados conforme estimativas a partir do Boletim do Gás do MME e medições da transportadora.

**Tabela 1. Comparação Volume projetados Naturgy e Realizado para o segmento termelétrico**

UTES CEG (milhão m <sup>3</sup> /ano)	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Naturgy</b>	796	1.020	839	605	333
<b>Realizado</b>	731	1.021	1.337	-	-
<b>Diferença</b> (Rel vs CEG)	-8%	0%	59%	-	-

Fonte: Naturgy e valores realizados estimados com base nas medições da transportadora e no faturamento Petrobras, 2026.

Além da distorção que o erro de valores históricos causa na apuração do passado, que ainda faz parte da Revisão atual, estes provocam previsões desconectadas com a realidade para 2026 e 2027, que ficam ainda mais acentuadas em um contexto no qual as térmicas do Estado do Rio de Janeiro foram contratadas nos Leilões de Capacidade realizados em março de 2026 (LRCAP/2026), gerando uma expectativa de despachos para o período da Revisão Tarifária.

O volume subestimado aumenta a margem requerida ao reduzir o denominador e causará enriquecimento sem causa no futuro, quando as térmicas vierem a operar com volumes acima dos previstos.

## 6. Investimentos

Há previsões de Investimento em torno de R\$ 1,1 Bi sem o nível de detalhamento necessário para uma análise, principalmente frente à projeção de demanda que é declinante. Dado a grandeza dos valores, a especificidade do tema e o impacto sobre a tarifa, consideramos fundamental a contratação de uma empresa especializada para análise técnica e criteriosa da proposta, de forma a verificar se os investimentos são prudentes e eficientes para a concessão e para os usuários

## 7. Compensação de Saldos da 4ª Revisão Tarifária

Ainda que as compensações dos saldos da 4ª Revisão Tarifária tenham sido objeto de um acordo específico entre Estado e Concessionária, não parece justo que o Saldo Devedor do Contribuinte com a Ceg seja incorporado à tarifa e de forma retroativa, com atualização monetária, enquanto o saldo devedor da Ceg-Rio venha a ser lançado na base de ativos, sem atualização e ainda gere retorno (novamente) à Concessionária.

## 8. TUSD-E em Gasodutos Dedicados

É necessário acrescentar a possibilidade de TUSD-E para os Usuário atendidos por Gasodutos Dedicados, conforme estabelecido pelas Deliberações AGENERSA 4068/2020 e 4142/2020.

Importante destacar que a Deliberação AGENERSA nº 1250/2012 estabeleceu que a tarifa específica (TUSD-E) deveria ser considerada na Terceira Revisão Tarifária, o que não ocorreu. Portanto, estamos há 14 anos e 2 ciclos tarifários depois, ainda sem posicionamento da AGENERSA sobre este tema, motivo pelo qual entendemos que há oportunidade na Quinta Revisão Tarifária para atender ao disposto nas próprias Deliberações da Agência.

Além do descumprimento do disposto no Art. 29 da Lei do Gás (Lei 14.134/2021), a falta da tarifa específica faz com que ocorra um pagamento de margem desproporcional ao serviço efetivamente prestado pelas distribuidoras.

## 9. Conclusão

A adequada condução da revisão tarifária exige rigor técnico na avaliação das premissas adotadas, sob pena de consolidação de distorções que comprometam a eficiência do setor e imponham ônus indevidos aos usuários. Conforme o exercício aqui realizado de avaliação dos gastos operacionais - o qual reforçamos que não representa a totalidade da avaliação que o tema exige - foram identificados valores que demandam revisão no total de aproximadamente R\$ 1,8 bilhões.

Apenas expurgando esses valores, de acordo com o cronograma de dispêndios projetados pela CEG no seu Plano de Negócios, sem alterar nenhuma outra premissa, alcança-se o Fator M de reajuste tarifário de 0,9913, o que representa a possibilidade de redução de aproximadamente 1% da margem atual.

Adicionalmente, o volume projetado para o segmento termelétrico deve ser totalmente revisado uma vez que o Plano da concessionária subdimensiona tais valores e é pretérito aos resultados do LRCAP 2026, o que resulta na majoração indevida das tarifas. Uma simples comparação com os valores já realizados para o ano de 2025 mostra diferença superior que alcança praticamente 60%, o que compromete a atratividade do segmento termelétrico no Estado do Rio de Janeiro.

A adequada avaliação das rubricas apresentadas é fundamental para evitar a transferência indevida de ineficiências aos consumidores e para preservar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato em bases sustentáveis. Reforçamos, assim, nosso compromisso em contribuir de forma construtiva para o aprimoramento deste processo e colocamo-nos à disposição para eventuais esclarecimentos adicionais.

Dado que os embargos com pedido de efeito suspensivo realizados pelo IBP à taxa de remuneração da primeira fase desta 5ª Revisão Tarifária ainda não foram julgados, reforçamos o pedido de que a segunda fase deveria ser adiada até decisão definitiva desta Agência, o qual deve - também - ser precedido de apresentação de um estudo detalhado pela AGENERSA ou consultoria contratada.

A adequada avaliação das rubricas apresentadas é fundamental para evitar a transferência indevida de ineficiências aos consumidores e para preservar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato em bases sustentáveis. Esse aspecto é especialmente importante no caso do Rio de Janeiro, uma vez que o estado possui papel estratégico para o mercado de gás natural no Brasil.

Desta forma, o IBP se coloca à disposição e aberto ao diálogo para a busca por aprimoramentos e soluções regulatórias que caminhem na direção do desenvolvimento do mercado de gás natural no estado.