

DIREG 030/26

Rio de Janeiro, 30 de março de 2026.

À

Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – Agerensa

Aos cuidados do Sr. Conselheiro Relator
Vladimir Paschoal

Assunto: Consulta Pública nº 01/2026 – Segunda Etapa da Avaliação das Quintas Revisões Quinquenais Tarifárias das Concessionárias Ceg e Ceg Rio, compreendendo a análise dos Planos de Negócios e das Bases de Ativos

Referência: Contribuições Naturgy

Processo: SEI-480002/000282/2026 e SEI-480002/000284/2026

A **Naturgy S.A.**, na qualidade de controladora das concessões de distribuição de gás canalizado operadas sob as marcas **CEG** e **CEG Rio**, e na condição de parte interessada, apresenta suas contribuições à **Consulta Pública nº 01/2026**, instaurada por esta Agência Reguladora no âmbito da **segunda etapa da 5ª Revisão Tarifária Integral (RTI)**, relativa aos processos em epígrafe.

A Naturgy registra seu reconhecimento à relevância da consulta pública como instrumento de fortalecimento da **transparência**, da **participação social qualificada** e da **legitimidade do processo regulatório**, bem como como mecanismo essencial para o aprimoramento técnico das análises e para a formação de decisões **equilibradas, consistentes e juridicamente seguras**.

Os **Planos de Negócios** e as **Bases de Ativos** da CEG e da CEG Rio, insumos centrais para a definição dos índices de reposicionamento das margens de distribuição aplicáveis ao ciclo tarifário **2023–2027**, foram elaborados em estrita conformidade com os princípios que regem a concessão do serviço público de distribuição de gás canalizado. Nesse contexto, destacam-se a preservação do **equilíbrio econômico-financeiro** das concessões, a **modicidade tarifária**, a **eficiência e prudência dos investimentos**, bem como a **transparência**, a **qualidade** e a

segurança do serviço, consideradas sob suas dimensões jurídica, regulatória e operacional. Tais elementos são essenciais à continuidade, à confiabilidade e à adequada prestação do serviço, além de assegurarem previsibilidade e estabilidade ao ambiente regulado.

As contribuições ora apresentadas possuem **natureza técnica e caráter colaborativo**, destinando-se a esclarecer aspectos específicos, premissas e critérios constantes dos **Relatórios Preliminares de Avaliação** das propostas da CEG e da CEG Rio, elaborados pelo Grupo de Trabalho desta Agência e disponibilizados no âmbito da consulta pública (doravante denominados **Relatórios do Grupo de Trabalho**). O objetivo é contribuir para a **robustez técnica**, a **segurança regulatória** e o adequado desenvolvimento do processo decisório.

Dito isso, passa-se à análise dos pontos levantados, organizada conforme as seções apresentadas nos referidos relatórios.

1. Projeções de Demanda: Esclarecimentos técnicos

Os Relatórios do Grupo de Trabalho registram o entendimento desta Agência de que **as projeções de demanda apresentadas pelas concessionárias não teriam incorporado, de forma suficiente, fatores estruturais e conjunturais com potencial de retomada do consumo**. Diante disso, **a Naturgy considera oportuno apresentar os esclarecimentos técnicos a seguir**.

Destaca-se, de início, que **os exercícios de 2023 e 2024 refletem dados efetivamente realizados, apurados com base em informações observáveis, auditáveis e consolidadas, inexistindo, portanto, qualquer componente estimativo**. Em relação ao exercício de 2025, considerando que, à época da apuração do Fluxo de Caixa Livre da Concessionária, o exercício social ainda não se encontrava encerrado, **o fechamento anual foi construído a partir da combinação dos valores realizados até a data mais recente disponível com projeções estritamente limitadas ao período remanescente, elaboradas segundo metodologia técnica consistente, documentada e amplamente adotada em processos regulatórios**.

Nesse contexto, **o resultado de 2025 reflete majoritariamente o comportamento efetivamente observado ao longo do exercício, sendo o componente projeção residual e instrumental**, destinado a viabilizar o fechamento anual para fins de análise econômico-financeira. Considerado em conjunto com a base histórica plenamente realizada de 2023 e 2024, **o conjunto de informações fornece suporte adequado para a definição das premissas adotadas no âmbito dos Planos de Negócios da Ceg e da Ceg Rio.**

Ressalta-se, ainda, que **o julgamento da 5ª RTI ocorre em fase avançada do ciclo tarifário 2023–2027, quando já se encontra em curso a implementação desse ciclo, restando à concessão um período residual estimado em aproximadamente 15 meses.** Considerando esse horizonte reduzido, as projeções para o período remanescente foram elaboradas com foco na aderência à realidade observada e na prudência regulatória, **não se identificando, nesse intervalo, fatores com capacidade de promover uma retomada relevante da demanda.**

Ao contrário, a evolução recente do mercado de gás canalizado no Estado do Rio de Janeiro **evidencia a consolidação de uma retração estrutural da demanda. Trata-se de um movimento decorrente de mudanças na matriz de consumo energético e no perfil produtivo, e não de oscilações conjunturais.** Nesse sentido, **os sinais observados apontam para implicações duradouras sobre o mercado de distribuição.**

Nesse sentido, destacam-se, em primeiro lugar, os **ganhos contínuos de eficiência energética no uso do gás natural**, refletidos tanto na redução do consumo específico quanto na modernização tecnológica de equipamentos e processos produtivos. Esses avanços têm contribuído para um desacoplamento parcial entre crescimento econômico e consumo energético, **reduzindo a elasticidade da demanda por gás natural e limitando perspectivas de expansão volumétrica** mesmo em cenários de recuperação econômica.

Paralelamente, observa-se a intensificação do processo de substituição do gás canalizado nos usos finais. Conforme dados do Balanço Energético Nacional – BEN 2025 (ano-base 2024), no período de 2019 a 2024 **o gás natural foi o único energético a registrar retração do**

consumo final no Brasil, com queda acumulada de 9%, ao passo que os demais energéticos¹ apresentaram crescimento no mesmo intervalo. Em particular, **a eletricidade registrou expansão de 18% no consumo final**, ampliando sua participação nos setores industrial e de transportes.

De forma complementar, verifica-se a **expansão do consumo de GLP, com crescimento de 3%** no período analisado, movimento consistente com a hipótese de substituição parcial do gás canalizado em aplicações específicas, notadamente nos segmentos residencial, comercial e em demandas industriais de menor porte, caracterizadas por menor fator de carga e maior sensibilidade a custos relativos.

Adicionalmente, a **tendência de retração é potencializada pelo processo de desindustrialização do Estado do Rio de Janeiro**, caracterizado por perda absoluta e relativa do peso da indústria de transformação na economia estadual. Segundo o Sistema de Contas Regionais (IBGE), entre 1985 e 2022 o Estado teria sido o único a registrar **redução real do valor adicionado da indústria de transformação (-20%)**, acompanhada de **queda do emprego formal no setor (-18%)**, conforme registros da Rais. **No mesmo intervalo, a indústria de transformação no Brasil teria crescido aproximadamente 65%**, sinalizando perda estrutural de competitividade da economia fluminense e impactos diretos e persistentes sobre o consumo industrial de gás natural (TRECE, 2025).

À luz desse conjunto de evidências empíricas e estruturais, as projeções de demanda adotadas para o período remanescente da concessão incorporam o entendimento técnico de **inexistência de vetores com capacidade de reverter, de forma material e sustentável, a trajetória recente da demanda**. Assim, o cenário de referência considerado nos Planos de Negócios aponta para a **continuidade de um ambiente de pressão estrutural sobre os volumes**

¹ Para fins de exposição, os demais energéticos foram organizados em: derivados de petróleo, biomassa sólida e da cana, bioenergia líquida, eletricidade e outros. A categoria outros é uma rubrica residual que reúne fontes de menor representatividade no consumo final, como, por exemplo, carvão mineral e derivados.

distribuídos, em consonância com os princípios da prudência regulatória, da aderência à realidade observada e da modicidade tarifária.

1.1. Expansão da malha de distribuição

Os Relatórios do Grupo de Trabalho apontam que a expansão da malha de distribuição não estaria adequadamente refletida nas projeções de demanda. A esse respeito, a Naturgy esclarece que **as projeções incorporam, de forma explícita e integral, os volumes incrementais decorrentes dos investimentos em expansão da rede**, conforme detalhado nos Planos de Negócios da Ceg e da Ceg Rio submetidos à apreciação desta Agência.

As projeções foram estruturadas para refletir, de forma realista, os efeitos esperados da expansão da infraestrutura, considerando **premissas consistentes de conexão de novos usuários e perfis prudentes de ramp-up da demanda**, compatíveis com o histórico observado, com as características dos mercados atendidos e com o contexto econômico setorial.

A expansão da malha foi tratada **não como um vetor automático de crescimento imediato da demanda**, mas como um instrumento de viabilização do atendimento potencial, cujo **impacto ocorre de forma gradual e condicionada à efetiva adesão dos usuários**, ao tempo de maturação das conexões e ao comportamento real do consumo. Essa abordagem busca **evitar a superestimação de volumes futuros** e refletir com maior fidelidade a dinâmica observada na prática.

1.2. Preço da molécula e contexto internacional

No âmbito dos contratos de suprimento firmados com a Ceg e a Ceg Rio, **o preço da molécula de gás natural é formado com base nas cotações internacionais do petróleo Brent, com exposição adicional às variações cambiais**. Essa estrutura implica elevada sensibilidade às condições do mercado internacional de energia e à volatilidade do câmbio.

Nesse contexto, encontra-se em curso a **renegociação do contrato** de fornecimento da molécula, com foco na atualização das condições comerciais. Contudo, essas negociações

ocorrem **em um ambiente de elevada incerteza externa**, marcado por choques recentes no mercado internacional de energia.

Desde o final de fevereiro de 2026, a intensificação do conflito na Ásia Ocidental, com impactos diretos sobre o Estreito de Ormuz, resultou em **forte elevação e aumento da volatilidade das cotações do Brent**, com incorporação expressiva de **prêmio de risco geopolítico**. Esse contexto afeta não apenas os níveis de preço, mas também as expectativas e a previsibilidade dos indexadores utilizados na formação do preço do gás natural no Brasil.

Dessa forma, eventuais avanços nas negociações contratuais **não são suficientes, no curto prazo, para neutralizar os efeitos da elevada instabilidade** dos mercados internacionais de energia, **reforçando a adoção de premissas prudentes nas projeções de demanda**.

Antes do conflito, o Brent operava de forma relativamente estável, na faixa de **US\$ 70–72** por barril. Com a escalada geopolítica a partir do final de fevereiro de 2026, houve reprecificação abrupta, com **picos próximos a US\$ 120 em março**, além de elevação da volatilidade e expectativas de manutenção de preços elevados no curto prazo, diante dos riscos geopolíticos e logísticos (Investing.com)².

1.3. Novos perfis de consumo e corredores sustentáveis

Os Relatórios do Grupo de Trabalho também mencionam a possibilidade de ingresso de novos perfis de consumo, em especial aqueles associados aos corredores sustentáveis, como potencial vetor de incremento da demanda. **A Naturgy reconhece o potencial dessas iniciativas** e acredita em sua relevância para o desenvolvimento do mercado de gás **nos médio e longo prazos**, inclusive no contexto da transição energética.

Todavia, **no horizonte temporal do presente ciclo revisional, não se verifica expectativa concreta** de conexão de novos empreendimentos de grande porte ou de perfis intensivos em consumo à rede de distribuição. Os projetos atualmente identificados encontram-se

² <https://br.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data>

em fases iniciais de concepção ou estruturação, **não se traduzindo, no período residual da concessão, em demandas firmes** passíveis de incorporação prudente às projeções.

No caso específico dos corredores sustentáveis, embora se reconheça seu caráter estratégico, as iniciativas ainda se encontram em fase incipiente de implementação, com investimentos em infraestrutura e conversão de frota em curso ou em planejamento. Assim, **não se antevê geração de incremento relevante de demanda no horizonte do presente ciclo tarifário.**

1.4. Mercado livre

Os Relatórios do Grupo de Trabalho apontam que a ampliação do mercado livre não estaria refletida nas projeções de demanda, sob o argumento de que eventuais reduções no preço da molécula poderiam induzir aumento do consumo. A esse respeito, a Naturgy destaca que a **análise empírica** dos volumes consumidos por usuários que migraram para o mercado livre **não evidencia relação sistemática entre redução de preço e incremento de demanda.**

Os dados agregados indicam **comportamento heterogêneo, com manutenção ou até redução do consumo** em parcela dos casos, mesmo após a migração. Isso sugere que o consumo de gás natural não respondeu de forma automática à variação do preço da molécula, sendo **influenciado por fatores estruturais**, como nível de atividade, eficiência energética, substituição tecnológica e estratégias de otimização de custos.

1.5. Segmento termelétrico, PMSD e Fator K

As projeções do segmento termelétrico foram **fundamentadas em estudo técnico desenvolvido pela PSR**, referência no setor elétrico, com o objetivo de conferir maior assertividade aos Planos de Negócios da Ceg e da Ceg Rio e **evitar a adoção de premissas excessivamente otimistas.**

A modelagem adotada buscou preservar a consistência do modelo regulatório, **mitigando o risco de distorções que possam gerar pressões tarifárias futuras via Fator K** (ou fator de

ajuste termelétrico – fator T, conforme nomenclatura adotada nos Planos de Negócios) e assegurando coerência ao longo da efetiva materialização da demanda.

Ressalta-se, ainda, que **as projeções adotadas não incorporaram os efeitos do Leilão de Reserva de Capacidade**, tendo em vista que o certame foi realizado apenas em março de 2026, com atraso de nove meses em relação ao cronograma originalmente previsto. Ademais, observa-se que apenas um produto ofertado prevê início de suprimento ainda dentro do horizonte residual do ciclo revisional da 5ª RTI, com início a partir de agosto de 2026, circunstância que, considerado o caráter restrito desse produto e o curto intervalo temporal remanescente, **não permite identificar potencial de impacto relevante sobre a demanda**.

1.6. Segmento residencial

Os Relatórios do Grupo de Trabalho apontam a necessidade de maior detalhamento quanto aos incrementos marginais da demanda residencial e à forma de sua incorporação nas projeções apresentadas.

A esse respeito, as concessionárias esclarecem que as projeções de demanda residencial foram elaboradas a partir de **metodologia técnica que distingue**, de forma objetiva, **áreas em estágio avançado de saturação daquelas em processo de expansão** da rede, observando parâmetros de competitividade e de comportamento de mercado historicamente verificados no segmento de gás canalizado. Tal abordagem assegura aderência às condições reais de evolução do mercado e **evita a adoção de premissas homogêneas** que não refletem a heterogeneidade territorial e operacional da concessão.

Cumprе ressaltar, ademais, que a redução do consumo residencial de gás natural **não se configura como fenômeno episódico** ou momentâneo, **mas decorre de tendência estrutural** observada em âmbito nacional. A experiência registrada no mercado do Estado de São Paulo, conforme evidenciado na documentação técnica da Arsesp no contexto da 5ª revisão tarifária ordinária da Comgás, corrobora a existência de trajetória consistente de redução do consumo

unitário residencial ao longo do ciclo tarifário, demonstrando que a **ampliação da base de usuários não implica, necessariamente, incremento proporcional do consumo agregado.**

Essa dinâmica encontra fundamento em transformações relevantes nos padrões de consumo das famílias, notadamente no avanço do processo de eletrificação residencial, com a progressiva substituição de equipamentos tradicionalmente movidos a gás por alternativas elétricas, bem como na consolidação de novos hábitos urbanos, tais como a maior utilização de serviços de alimentação fora do domicílio, a redução do tamanho médio dos lares e a diversificação funcional dos eletrodomésticos. Esses fatores, analisados de forma conjunta, exercem **pressão estrutural sobre o consumo unitário residencial** de gás natural.

Trata-se de fenômeno já reconhecido em mercados maduros de gás canalizado e devidamente considerado nas metodologias regulatórias adotadas por diferentes agências estaduais, não se caracterizando, portanto, como especificidade isolada das concessionárias.

Nesse contexto, as projeções de demanda residencial apresentadas **refletem, de forma prudente, realista e tecnicamente fundamentada**, a evolução esperada do mercado no horizonte regulatório, encontrando-se alinhadas às tendências estruturais do setor energético brasileiro e às diretrizes regulatórias vigentes, **não se verificando omissão, subavaliação ou inadequada consideração** de incrementos marginais relevantes.

2. Tratamento de tributos no Opex

Os Relatórios do Grupo de Trabalho apontam a identificação de **itens supostamente indevidos no Opex**, que, em tese, **já seriam repassados aos usuários por meio da tarifa, o que poderia caracterizar dupla contabilização.**

As concessionárias esclarecem que a rubrica “Tributos”, classificada no Opex, **não contempla tributos incidentes sobre o faturamento e repassáveis via tarifa, tais como PIS, Cofins e ICMS, os quais configuram itens de pass-through.**

Referida rubrica **abrange, exclusivamente, tributos, impostos e taxas de natureza operacional, a exemplo de IPTU, IPVA e taxas ambientais**, que não são arrecadados do usuário final, **constituindo dispêndios efetivos e inevitáveis associados à estrutura operacional da concessão**.

Por não possuírem característica de pass-through e representarem custos intrínsecos à prestação adequada do serviço público, **sua alocação no Opex revela-se tecnicamente correta, juridicamente consistente e aderente às boas práticas regulatórias**, sendo indispensável para refletir de forma fidedigna o custo econômico da operação. Tal enquadramento é **essencial para a preservação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato** e para a observância dos princípios da **prudência e da transparência regulatória**.

2.1. Serviços profissionais independentes

Os relatórios preliminares de avaliação destacam **crescimento expressivo na rubrica “Serviços Profissionais Independentes”**, sugerindo a **necessidade de maior escrutínio** quanto à sua natureza e aderência aos critérios de eficiência e prudência regulatória.

A esse respeito, as concessionárias esclarecem que os valores observados nos exercícios de 2023 e 2024, bem como na maior parte de 2025, **correspondem a valores efetivamente realizados, não se tratando de projeções**. O incremento registrado decorre, de forma objetiva e circunstancial, da **contratação de serviços técnicos especializados vinculados a iniciativas demandadas no âmbito dos processos regulatórios** conduzidos por esta Agência.

Dentre tais iniciativas, destacam-se, em especial, a realização de **auditorias técnicas**, como a auditoria de contas gráficas, a elaboração de **estudos independentes** e os trabalhos de **conciliação e validação das Bases de Ativos**, todos voltados ao atendimento de exigências regulatórias específicas e à qualificação das informações submetidas à análise da Agência no contexto da revisão tarifária.

Tratam-se, portanto, de **dispêndios de caráter pontual e excepcional**, diretamente associados ao cumprimento de determinações regulatórias e à observância dos princípios da transparência, da acurácia técnica e da segurança jurídica do processo revisional. Nessa medida, tais gastos **não refletem tendência estrutural de crescimento do Opex, tampouco configuram desvio de eficiência operacional**.

2.2. Provisão para inadimplência

Os relatórios preliminares de avaliação apontam a inclusão da provisão para inadimplência no Opex, indicando que tal rubrica não teria sido considerada no processo revisional anterior.

A esse respeito, as concessionárias esclarecem que a provisão para inadimplência **foi expressamente reconhecida e considerada nos ciclos tarifários anteriores**, tendo sido admitida na 4ª RTI, nos termos da Deliberação nº 4.198/2021, bem como na 3ª RTI, conforme Deliberação nº 1.796/2013, e na 2ª RTI, de acordo com a Deliberação nº 371/2009, no caso da Ceg. Da mesma forma, para a Ceg Rio, a rubrica foi reconhecida na 4ª RTI, nos termos da Deliberação nº 4.199/2021, bem como anteriormente na 3ª RTI, conforme a Deliberação nº 1.795/2013, e na 2ª RTI, de acordo com a Deliberação nº 370/2009. Trata-se, portanto, de **rubrica historicamente admitida e consolidada no âmbito da regulação aplicável às concessões**.

Sob a ótica econômico-regulatória, a provisão para inadimplência constitui **instrumento essencial para a estabilidade e previsibilidade do fluxo de receitas da concessão, refletindo risco inerente** à atividade de distribuição de gás canalizado. Tal tratamento revela-se **ainda mais relevante no contexto pós-pandemia**, período marcado por elevação transitória dos níveis de inadimplência e por maior volatilidade no comportamento de pagamento dos usuários.

A inclusão da provisão observa critérios de prudência regulatória, aderência ao histórico observado e alinhamento às práticas de regulação por incentivos, **sem implicar sobre remuneração ou transferência indevida de riscos ao consumidor**. Ao contrário, contribui para a adequada **preservação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato**, mitigando

oscilações conjunturais de caixa e **assegurando a continuidade e a qualidade da prestação do serviço público.**

2.3. Seguro garantia

Os Relatórios do Grupo de Trabalho apontaram que a projeções dos custos com seguros estariam baseadas em **hipótese regulatória ainda não definida, sem decisão conclusiva do Conselho Diretor**, com potencial impacto negativo sobre a modicidade tarifária.

A esse respeito, a Naturgy esclarece que as projeções de custos com seguros apresentadas nos Planos de Negócios da Ceg e da Ceg Rio foram **elaboradas exclusivamente com base no critério regulatório vigente**, observando as diretrizes atualmente aplicáveis e as práticas historicamente reconhecidas por esta Agência Reguladora nos ciclos tarifários anteriores, bem como em observância à legislação pertinente.

Não foram consideradas hipóteses relacionadas à ampliação do limite máximo de garantia para eventos sistêmicos ou de grande correlação, **tema que permanece pendente** de deliberação definitiva. Assim, **a projeção não antecipa custos associados a premissas regulatórias futuras ou indefinidas.**

Caso, em momento futuro, venha a ser considerada a obrigatoriedade de cobertura integral dos ativos para tais eventos, as concessionárias entendem que tal medida **poderá representar uma alteração relevante** na metodologia atualmente adotada. Nessa hipótese, a matéria **deverá ser oportunamente analisada** de forma mais aprofundada, inclusive quanto aos seus eventuais impactos, **à luz dos Contratos de Concessão e da legislação aplicável.**

3. Plano de investimentos

A Agência apontou a **necessidade de aprimoramento na clareza das premissas de volume e na priorização dos investimentos**, com **ausência de detalhamento territorial**, bem como a utilização de valores projetados para o período de 2023 a 2025, apesar da disponibilidade de valores já realizados.

Cumprе informar que o **detalhamento territorial requerido se encontra no Anexo 1**, o qual integra as contribuições ora apresentadas.

No que se refere à utilização de valores projetados, cumprе esclarecer que **os valores referentes aos exercícios de 2023 e 2024, bem como na maior parte de 2025, são definitivos, tendo sido utilizados como base efetiva na modelagem apresentada.**

4. Base de ativos

No que se refere às Bases de Ativos, as concessionárias destacam que **foram empreendidos esforços técnicos qualificados para sua validação, em observância aos princípios da transparência, da cooperação institucional e da segurança jurídica.**

Nesse contexto, as concessionárias **realizaram a conciliação físico-contábil da Bases de Ativos com o apoio de empresas independentes de reconhecida expertise técnica**, sendo a ASSET responsável pela elaboração do laudo de conciliação entre ativos físicos e registros contábeis, e a Quantum pelo suporte metodológico voltado à consistência econômica e regulatória das informações submetidas à apreciação desta Agência.

Tais iniciativas foram adotadas de forma proativa pelas concessionárias, com o objetivo de **conferir rastreabilidade, confiabilidade e robustez técnica** às Bases de Ativos apresentadas, **permitindo à Agência plena visibilidade sobre a composição, a elegibilidade e os critérios de reconhecimento** dos ativos vinculados à concessão. Os laudos e documentos correspondentes foram tempestivamente encaminhados.

Dessa forma, os **procedimentos adotados demonstram a atuação diligente e cooperativa** das concessionárias na condução de um **processo revisional tecnicamente robusto, juridicamente seguro e plenamente alinhado às diretrizes estabelecidas** por esta Agência.

5. Tratamento de outorga – TA3

Os Relatórios do Grupo de Trabalho registraram entendimento de que teria havido **tentativa de reconhecimento da Outorga como ativo regulatório remunerável, em suposta desconformidade com o disposto no Termo Aditivo nº 3 (TA3), que veda expressamente tal tratamento.**

A esse respeito, a Naturgy esclarece que **as outorgas vinculadas ao TA3 não foram incluídas nas Bases de Remuneração Regulatória (BRR), mantendo-se registradas exclusivamente nas bases contábeis, sem qualquer repercussão sobre os índices de reposicionamento das margens de distribuição.**

Desse modo, o tratamento adotado pelas concessionárias **observa integralmente o entendimento** firmado por esta Agência Reguladora **quanto à vedação ao reconhecimento das outorgas como ativos regulatórios remuneráveis, inexistindo qualquer antecipação ou repercussão tarifária no presente ciclo revisional.**

Ademais, a Naturgy ressalta que, **nos termos da Cláusula 2.1.2 do TA3, as outorgas do TA3 encontram-se classificadas como ativos indenizáveis,** conforme documentação encaminhada a esta Agência em 08/08/2025, em estrita aderência ao Acordo da 4ª RTI e às diretrizes regulatórias vigentes.

6. Compensação de IGP-M represado

Os Relatórios do Grupo de Trabalho defendem a adoção de uma metodologia integrada de avaliação do fluxo econômico-financeiro, com fundamento na Deliberação nº 4.803/2024, para fins de compensação do IGP-M represado durante o período pandêmico.

A esse respeito, as concessionárias esclarecem, inicialmente, que **cumpriram integralmente a determinação** desta Agência Reguladora **de não aplicação integral do IGP-M durante a pandemia, como medida excepcional voltada à mitigação de impactos tarifários aos usuários.** Tal diretriz foi aceita e operacionalizada mediante **escalonamento do índice, com**

previsão expressa de compensação futura, condicionada à recomposição integral do equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

Nesse contexto, cumpre ressaltar que **não há base legal ou regulatória para a rediscussão de decisões já consolidadas**, adotadas no exercício regular da competência desta Agência e implementadas pelas concessionárias em estrita observância às deliberações vigentes. O tratamento conferido ao IGP-M no período excepcional encontra-se, portanto, **plenamente estabilizado sob a ótica regulatória e jurídica.**

Ademais, é necessário **distinguir, de forma objetiva, a natureza do IGP-M da natureza do reequilíbrio econômico-financeiro. O IGP-M constitui índice de atualização monetária contratualmente previsto**, destinado a preservar o valor real das tarifas ao longo do ciclo revisional, em linha com as disposições dos Contratos de Concessão. Sua aplicação, ainda que escalonada em caráter excepcional, **não se confunde com mecanismos de recomposição de desequilíbrios.**

O reequilíbrio econômico-financeiro, por sua vez, **possui natureza jurídica e econômica distinta**, estando associado à ocorrência de eventos que alterem a equação original do contrato, à luz da matriz de riscos contratual, que atribui às concessionárias a assunção de riscos de volume e operacionais. Trata-se de instituto específico, com pressupostos próprios, que **não se presta à reabertura ou reavaliação de critérios de atualização monetária já deliberados.**

Por fim, as concessionárias ressaltam que **a Deliberação nº 4.803/2024**, em seu item III.5, subitem 23.4, **estabelece que** a revisitação da avaliação dos drivers de custeio e dos parâmetros econômicos do modelo regulatório **tem como objetivo assegurar consistência e previsibilidade** às projeções aplicáveis aos processos revisionais. Tal previsão **não se presta**, portanto, **a fundamentar a reabertura de revisões tarifárias pretéritas** nem a rediscutir decisões regulatórias já definitivamente exauridas.

Dessa forma, a adequada separação entre os temas da atualização monetária pelo IGP-M, do reequilíbrio econômico-financeiro e da modelagem prospectiva do fluxo econômico-financeiro revela-se essencial para a **preservação da segurança jurídica, da estabilidade regulatória e da coerência do modelo contratual vigente.**

7. Redesenho tarifário

O Relatório do Grupo de Trabalho da proposta apresentada pela Ceg aponta a **ausência de estudos técnicos específicos** que subsidiem critérios de **alocação da margem de distribuição** entre as classes de consumo, indicando potencial limitação na avaliação dos impactos distributivos decorrentes da estrutura tarifária proposta.

A esse respeito, a concessionária esclarece que **a alocação** da margem de distribuição **não decorre de aplicação mecânica de modelos teóricos isolados**, mas **resulta de um processo técnico que combina consistência metodológica, aderência regulatória e sensibilidade de mercado**, elemento inerente à atividade de distribuição de gás canalizado.

Trata-se de etapa que demanda **avaliação integrada do comportamento** dos diferentes segmentos de consumo, das **condições concorrenciais**, da **elasticidade da demanda** e da **sustentabilidade econômico-financeira** da concessão, sendo fortemente influenciada pelo **conhecimento empírico do mercado atendido** pela concessionária. Essa abordagem encontra respaldo nas melhores práticas regulatórias, ao reconhecer que decisões de alocação de margem possuem natureza econômico-regulatória e não se esgotam em estudos estanques ou puramente quantitativos.

Ademais, a metodologia adotada busca **assegurar coerência interna do modelo tarifário, previsibilidade regulatória e modicidade tarifária, evitando distorções distributivas** que poderiam resultar tanto da superalocação quanto da subalocação de margem a determinadas classes de consumo.

Conclusão

Diante do exposto, a Naturgy reafirma que **as contribuições** ora apresentadas **foram formuladas com base em critérios técnicos, objetivos e colaborativos, em estrita observância aos princípios que regem a concessão** do serviço público de distribuição de gás canalizado e **às diretrizes estabelecidas** por esta Agência Reguladora no âmbito da 5ª RTI.

As concessionárias ressaltam que a revisão tarifária constitui o **instrumento regulatório essencial para a preservação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato** de concessão, assegurando a **compatibilização entre modicidade tarifária, sustentabilidade dos investimentos, continuidade do serviço e adequada remuneração dos riscos** assumidos pelas concessionárias.

Nesse contexto, o reconhecimento adequado dos custos prudentes, das receitas, dos investimentos necessários e dos mecanismos de recomposição previstos contratualmente é **condição indispensável para a manutenção da estabilidade regulatória, da segurança jurídica e da previsibilidade** do ambiente regulado.

Assim, a Naturgy entende que os esclarecimentos técnicos apresentados ao longo desta manifestação contribuem de forma objetiva para o aprimoramento das análises constantes dos relatórios preliminares de avaliação das propostas da Ceg e da Ceg Rio, **fortalecendo a robustez técnica do processo decisório** e assegurando que a deliberação final reflita, de maneira fiel, a equação econômico-financeira pactuada no contrato de concessão.

Por fim, as concessionárias reiteram seu compromisso com o diálogo regulatório transparente, responsável e institucional, colocando-se à disposição desta Agência para os esclarecimentos adicionais que se façam necessários, com vistas à construção de uma **decisão regulatória equilibrada, juridicamente segura e compatível com a adequada prestação do serviço público**, em benefício dos usuários, da coletividade e da sustentabilidade da concessão.


Referências

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2025: ano-base 2024. Anexo IX – Balanços Energéticos Consolidados: 1970–2024. Rio de Janeiro: EPE, 2025.

TRECE, J. C. C. A influência do contexto político na desindustrialização do Rio de Janeiro. Coleção Estudos Cariocas, v. 13, n. 2, 2025. DOI: 10.71256/19847203.13.2.154.2025.

Termos em que, renovando votos de estima e consideração, a Naturgy subscreve-se,

Atenciosamente,

Signature: 
[RAFAEL MIRANDA LIMA \(Apr 6, 2026 16:29:01 ADT\)](#)
Email: rmlima@naturgy.com

Naturgy

Rafael Miranda Lima

Diretor de Regulação, Tarifas e Suprimentos

20260330 DIREG 030-26 CONTRIBUIÇÕES CEG E CEG RIO CPs Planos de Negócios 5as RTIs_vf

Final Audit Report

2026-04-06

Created:	2026-04-06
By:	claudia provasi (provasi@naturgy.com)
Status:	Signed
Transaction ID:	CBJCHBCAABAA4T62AGNUKNG13QeDusI8WUKzWjyDwQAN

"20260330 DIREG 030-26 CONTRIBUIÇÕES CEG E CEG RIO CPs Planos de Negócios 5as RTIs_vf" History

 Document created by claudia provasi (provasi@naturgy.com)

2026-04-06 - 6:56:49 PM GMT

 Document emailed to RAFAEL MIRANDA LIMA (rmlima@naturgy.com) for signature

2026-04-06 - 6:58:03 PM GMT

 Email viewed by RAFAEL MIRANDA LIMA (rmlima@naturgy.com)

2026-04-06 - 7:24:13 PM GMT

 Document e-signed by RAFAEL MIRANDA LIMA (rmlima@naturgy.com)

Signature Date: 2026-04-06 - 7:29:01 PM GMT - Time Source: server

 Agreement completed.

2026-04-06 - 7:29:01 PM GMT