



Contribuições para a Consulta Pública Nº 01/2026

5ª Revisão Quinquenal de Tarifas das Concessionárias CEG
e CEG Rio - Naturgy

1	Introdução	3
2	Projeção de demanda	4
3	OPEX	10
3.1	Tributos.....	10
3.2	Inadimplência.....	12
4	Plano de investimentos	15
5	Metodologia de compensação do IGPM	17
6	Referências bibliográficas	20

1 Introdução

O presente Relatório de Contribuições é apresentado no âmbito da **Consulta Pública nº 01/2026**, instaurada pela Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (AGENERSA), em observância aos princípios da publicidade e da transparência, e em conformidade com o disposto em seu Regimento Interno.

A referida Consulta Pública tem por finalidade viabilizar a participação social na segunda etapa de avaliação dos Processos Regulatórios das 5ª Revisões Quinquenais de Tarifas das concessionárias CEG e CEG Rio, notadamente no que se refere à análise do Plano de Negócios e da Base de Ativos, elementos essenciais para a definição do índice de reposicionamento das margens de distribuição aplicáveis ao ciclo tarifário 2023–2027.

Nesse contexto, o presente documento consolida as contribuições elaboradas após a análise do material disponibilizado pela AGENERSA, em especial o Relatório Preliminar apresentado pelo Grupo de Trabalho, doravante, Relatório do Grupo de Trabalho, bem como os documentos correlatos, incluindo os Planos de Negócios das concessionárias e as planilhas de cálculo associadas.

As contribuições ora apresentadas, divididas em quatro temas: **projeção de demanda, OPEX, plano de investimentos e metodologia de compensação do IGPM**, têm como objetivo colaborar tecnicamente para o aprimoramento do processo revisional, aportando subsídios que reforcem a consistência das análises, a adequada consideração das especificidades da **concessão da CEG e CEG Rio** e o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, em consonância com os princípios regulatórios aplicáveis.

2 Projeção de demanda

Em relação à projeção de demanda, foi apontado no Relatório do Grupo de Trabalho que, *(in verbis)*:

“embora o histórico recente da demanda aponte para um cenário de retração, existem fatores estruturais e conjunturais que podem alterar essa trajetória ao longo do próximo ciclo, os quais não parecem ter sido devidamente explorados na proposta apresentada”.

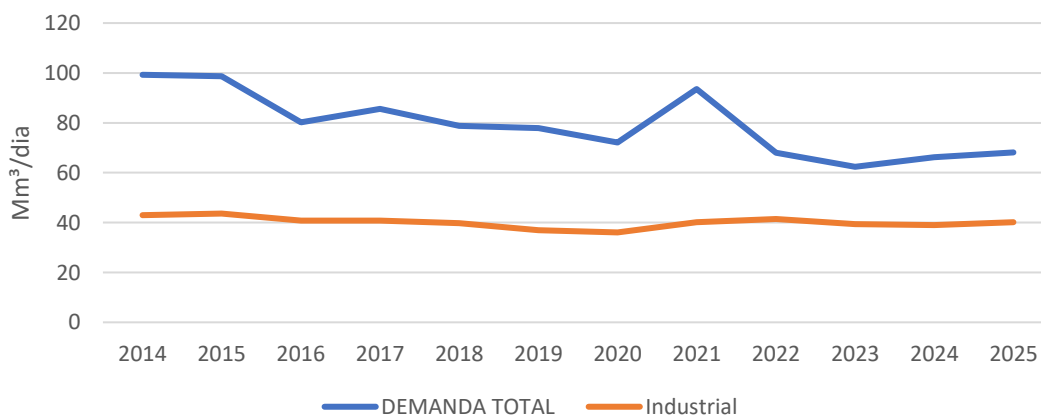
Assim, dentre os fatores estruturais e conjunturais apontados pelo grupo de trabalho que possam sinalizar potencial retomada de demanda se mencionam: a expansão da malha de distribuição, recentes negociações relacionadas ao preço da molécula, entrada de novos usuários (ex. setor rodoviário pelos corredores sustentáveis), além da expansão do mercado livre com uma possível expansão do volume consumido por usuários livre, assim como a retomada e ampliação do consumo do segmento termelétrico.

Por isso, entendemos pertinentes algumas considerações que devem ser levadas em conta como justificativa para corroborar essa prospecção conservadora de retração na demanda, tomada pela concessionária.

Em um primeiro momento, sob uma perspectiva macroeconômica, observa-se uma trajetória consistente de **redução da demanda por gás natural no Brasil**. No período de 2014 a 2025¹, o consumo nacional apresentou queda de aproximadamente 31%, evidenciando uma tendência estrutural de retração. Ressalte-se que tal movimento ocorre de forma progressiva ao longo dos anos, com exceção pontual de 2021, quando houve aumento temporário da demanda em função do acionamento intensivo de usinas termelétricas durante a crise hídrica, conforme evidenciado no gráfico abaixo.

Além disso, a demanda do segmento industrial, que representa, em média, 52% do consumo nacional total, permaneceu estável ao longo dos últimos 12 anos analisados, o que indica a ausência de vetores consistentes de crescimento da demanda, especialmente no principal segmento consumidor, reforçando a razoabilidade da adoção de premissas conservadoras.

Figura 1: Evolução da demanda total e industrial de gás natural no Brasil (Mm³/dia)



Fonte: Boletim de Acompanhamento Mensal MME, 2026

¹ Informações YTD/25 (year-to-date janeiro a agosto) de 2025

Ademais, diversos estudos convergem ao apontar a acentuada desindustrialização no estado do Rio de Janeiro. Uma análise do Ipea destaca o estado como um dos principais casos desse fenômeno no Brasil, caracterizado por uma “estrutura produtiva oca”, marcada pelo enfraquecimento da indústria de transformação, perda de diversificação e baixa capacidade de encadeamento produtivo. Nesse contexto, a expansão da indústria extrativa (especialmente petrolífera) não foi capaz de irradiar dinamismo para os demais setores, enquanto a indústria de transformação perdeu participação, emprego e relevância econômica de forma mais intensa do que em outras unidades da federação (DINIZ; MENDES, 2023).

Esse diagnóstico é reforçado por estudos acadêmicos que associam a desindustrialização fluminense à crise econômica do estado. A trajetória histórica evidencia a transição de uma economia com papel pioneiro na industrialização nacional para uma estrutura produtiva crescentemente concentrada na indústria extrativa, com redução da complexidade produtiva e enfraquecimento dos encadeamentos industriais, o que contribui para a fragilidade da economia regional.

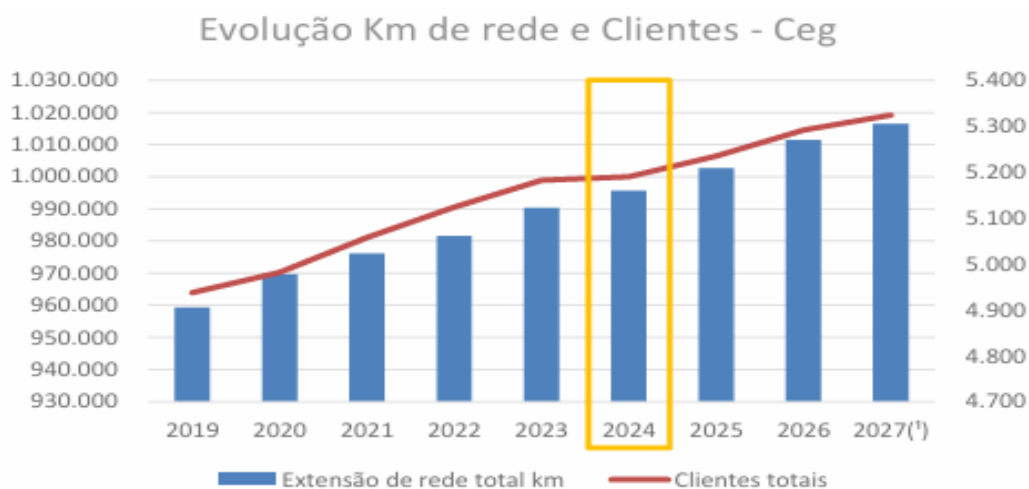
Evidências empíricas mais recentes, apresentadas em estudo da FGV, corroboram esse processo ao demonstrar que o Rio de Janeiro foi o único estado brasileiro a registrar retração real da indústria de transformação tanto em valor adicionado (-20,2% entre 1985 e 2022) quanto em emprego formal (-18% entre 1985 e 2024), em contraste com o crescimento observado no restante do país. Destaca-se, ainda, que o desempenho agregado da indústria fluminense é fortemente dependente da indústria extrativa; sem ela, o estado ocuparia a última posição no ranking nacional. Em síntese, o estado enfrenta um processo de desindustrialização precoce e persistente, marcado pela perda de densidade produtiva, baixa articulação das cadeias industriais e crescente dependência de setores específicos, o que compromete seu potencial de crescimento de longo prazo (FGV, 2023).

Esses elementos são relevantes para sustentar o entendimento de que a evolução da demanda de gás natural pelos usuários do sistema de distribuição depende significativamente de **fatores exógenos**, não podendo ser assumida como uma trajetória de crescimento contínuo ao longo do tempo, o que impõe a necessidade de uma análise cautelosa na definição de premissas.

Além disso, importa destacar que o segmento de distribuição de gás natural possui características típicas de projetos *greenfield*, nos quais os investimentos são intensivos em capital e orientados ao longo prazo. Nesse contexto, os efeitos da expansão da rede nem sempre se materializam dentro de um único ciclo tarifário, especialmente considerando o horizonte de cinco anos, podendo ser percebidos apenas de forma gradual em períodos futuros.

Ademais, no caso da CEG e CEG Rio, observa-se que a evolução da rede de distribuição tem sido acompanhada pelo crescimento do número de clientes, conforme evidenciado nos gráficos apresentados abaixo. Esse comportamento indica que os esforços de expansão vêm sendo efetivos na ampliação da base de usuários, em consonância com os princípios do contrato de concessão de continuidade e generalidade do serviço prestado, além dos compromissos de expansão assumidos pelas concessionárias.

Figura 2: Gráfico de evolução de demanda e nº de clientes CEG



Fonte: Plano de Negócios para 5ª Revisão Tarifária Integral CEG, 2026

Figura 3: Gráfico de evolução de demanda e nº de clientes CEG Rio



Fonte: Plano de Negócios para 5ª Revisão Tarifária Integral CEG Rio, 2026

Nesse contexto, a incorporação de novos usuários parece ter compensado eventuais perdas de consumo em outros segmentos, sem, contudo, resultar em crescimento expressivo da demanda agregada. Esse resultado é consistente com as características do setor, no qual investimentos em expansão, típicos de projetos *greenfield*, demandam elevado volume de capital e apresentam maturação gradual. Ademais, iniciativas recentes, como os corredores sustentáveis, vinculados à agenda de descarbonização, ainda se encontram em estágio inicial de desenvolvimento, o que explica a ausência de impactos mais relevantes sobre a demanda no curto prazo, ao considerar que estes projetos ainda estão em fase de expansão.

Todavia, embora a expansão da rede de distribuição na CEG e CEG Rio demonstre resultados concretos em termos de capilaridade, o incremento da demanda não decorre automaticamente desse processo, uma vez que, como discutido anteriormente, a evolução do consumo de gás natural

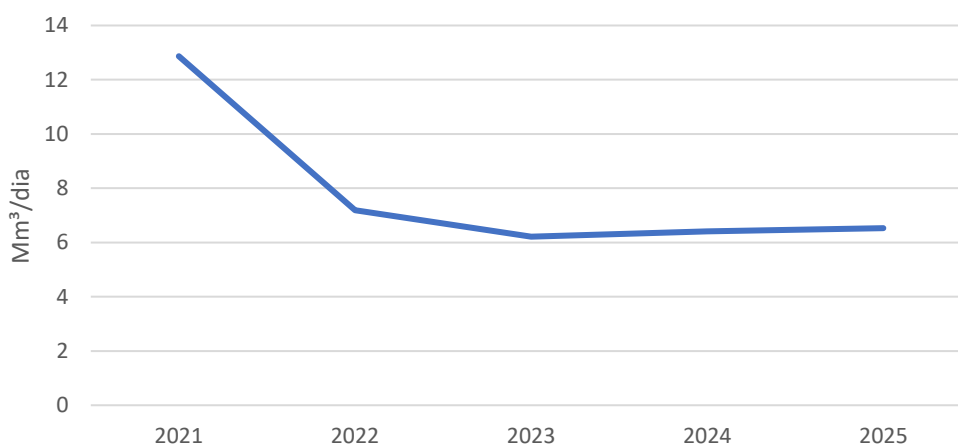
está fortemente condicionada a fatores exógenos, sobretudo ao desempenho econômico e à dinâmica do setor industrial.

Nesse contexto, a adoção de uma projeção conservadora para a demanda mostra-se adequada, não sendo razoável incorporar, neste ciclo tarifário, expectativas de crescimento que não encontram respaldo nas condições econômicas e setoriais observadas.

No que se refere às recentes **negociações relacionadas ao preço da molécula**, a análise dos dados disponibilizados pela ANP acerca dos contratos de compra e venda no mercado cativo evidencia que a CEG e a CEG Rio mantêm contratos de suprimento exclusivamente com a Petrobras, todos de longo prazo, destacadamente os contratos NMG 2023-2034, NMG 2024-2028, NMG 2024-2030 e NMG 2024-2032. Esses instrumentos contratuais, dessa forma, caracterizam-se por sua vigência (prazo) que se estende além do atual ciclo tarifário, além de refletirem condições comerciais pactuadas a partir de 2023/2024.

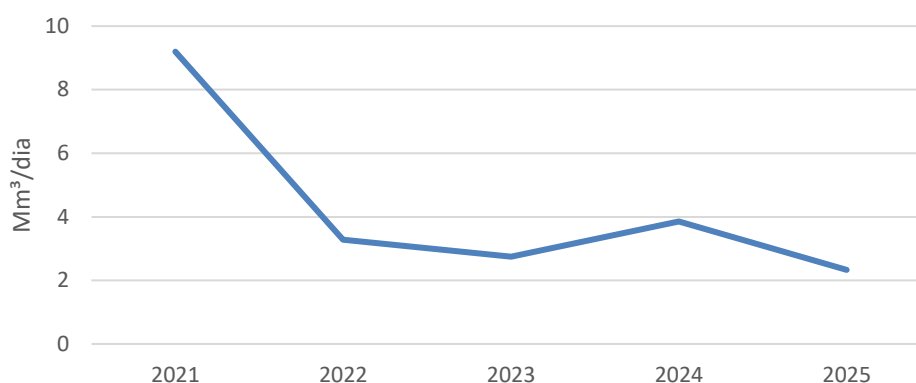
Além disso, apesar das negociações contratuais e possíveis reduções nos preços ofertados aos clientes cativos a partir de 2023, o patamar de demanda dos usuários cativos da CEG e CEG Rio continuou a evidenciar queda em relação aos valores históricos, conforme demonstrado nos gráficos abaixo. Esse comportamento indica que eventuais mudanças realizadas nas condições de preço da molécula (redução por volta de 33% entre dez/2022 e nov/2025), (PETROBRAS, 2025), não se traduziram, até o momento, em expansão efetiva do consumo, e que, possivelmente, uma elevação na demanda seria ocasionada somente por uma redução mais significativa no preço do gás.

Figura 4: Evolução da demanda de gás natural para a concessionária CEG (Mm³/dia)



Fonte: Boletim de Acompanhamento Mensal MME, 2026

Figura 5: Evolução da demanda de gás natural para a concessionária CEG Rio (Mm³/dia)



Fonte: Boletim de Acompanhamento Mensal MME, 2026

Estudos amplamente utilizados no debate setorial, por exemplo, apontam que níveis de preço da ordem de US\$ 8/MMBtu (dólares por milhão de BTU) seriam necessários para conferir efetiva competitividade ao gás natural no Brasil (que está atualmente em torno de US\$ 10/MMBtu – considerando valores de molécula e transporte comercializados no mercado cativo (MME,2025)), estando esse patamar associado à ampliação de investimentos e da produção industrial. Nesse contexto, mesmo com as reduções recentes, é possível que o preço da molécula ainda não tenha atingido níveis suficientes para destravar uma expansão mais significativa da demanda, conforme observado nos gráficos. Acontece que, como os contratos de suprimento são de longo prazo, não há evidências suficiente que sustentem uma prospecção de maior demanda devido ao preço da oferta da molécula do gás natural neste ciclo tarifário.

Além disso, é importante pontuar que, embora parte desse declive na curva de demanda do mercado cativo possa ser atribuída à abertura do mercado livre no estado do Rio de Janeiro e à consequente migração de determinados consumidores, esse movimento, de forma isolada, não parece ter força suficiente para justificar essa retração, na magnitude de queda verificada. Nesse sentido, devem ser igualmente considerados os fatores estruturais anteriormente mencionados, especialmente aqueles relacionados ao desempenho da atividade industrial no estado.

No que se refere à expansão do **mercado livre**, ainda que haja evidências, divulgadas em notícias e análises setoriais, de crescimento relevante do número de consumidores livres em âmbito nacional, observa-se que, no estado do Rio de Janeiro, esse avanço ocorre de forma mais restringida. Nesse contexto, destaca-se que determinados aspectos regulatórios, em especial aqueles relacionados à Deliberação Agensersa nº 4.068/2020 e às disposições do contrato de concessão, podem influenciar a dinâmica de migração de consumidores com volumes superiores a 100.000 m³/dia, sendo um tema que ainda demanda evolução e maior alinhamento no âmbito regulatório.

Adicionalmente, mesmo sob a ótica econômica, a atratividade do mercado livre não se traduz automaticamente em migração generalizada. Embora haja indicações de que os preços da molécula de gás natural nesse ambiente possam ser, em média, cerca de 30% inferiores aos praticados no mercado cativo (DELTA ENERGIA, 2024), tal diferencial deve ser analisado à luz dos custos e riscos associados à gestão do suprimento. A atuação no mercado livre exige maior capacidade técnica e operacional por parte do consumidor, incluindo a administração de contratos de transporte, exposição a penalidades, gestão de portfólio e negociação de contratos de curto prazo, fatores que podem entrar o processo ou até mesmo mitigar os ganhos econômicos esperados.

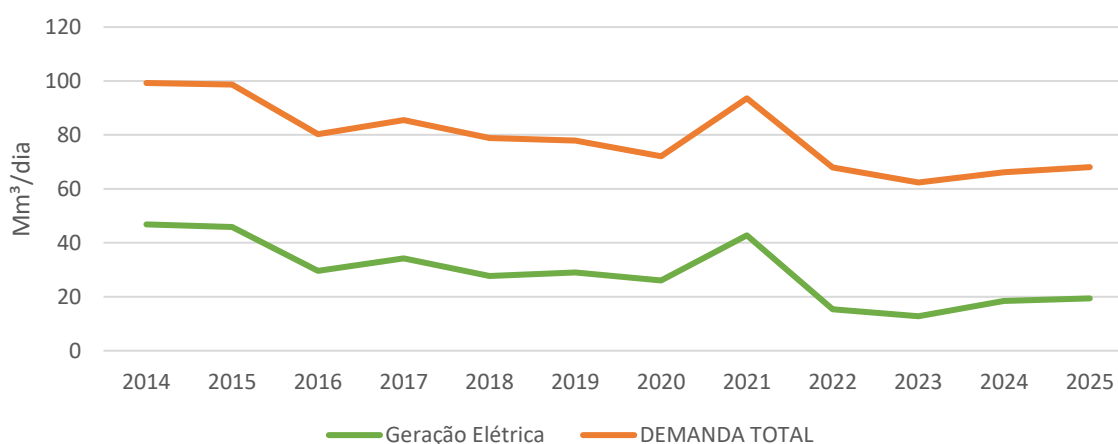
Ademais, a própria estrutura do mercado atendido pela concessionária limita o potencial de migração, tendo em vista que o número de consumidores com volumes compatíveis com as exigências regulatórias do contrato de concessão (superiores a 100.000 m³/dia) ainda é relativamente reduzido. Soma-se a isso o contexto de enfraquecimento da atividade industrial no estado, o que evidencia que, embora a abertura e o fortalecimento do mercado livre sejam fatores relevantes, estes constituem apenas um dos elementos na dinâmica da demanda observada, não sendo suficientes, isoladamente, para justificar um potencial aumento na prospecção de volume neste ciclo tarifário.

Por fim, a ampliação do consumo no **segmento termelétrico** não pode ser presumida como consequência direta e suficiente da eliminação do Pagamento Mínimo do Serviço de Distribuição (PMSD) e da aplicação do Fator K. Embora tais mecanismos contribuam para a melhoria das condições econômicas de acesso ao sistema de distribuição e para evitar que a volatilidade do segmento térmico impacte o mercado não térmico (promovendo previsibilidade de receita), respetivamente, a dinâmica de consumo desse segmento é fortemente condicionada por fatores exógenos ao mercado de gás, o que limita a previsibilidade de sua evolução.

A demanda termelétrica no Brasil está intrinsecamente associada às condições do sistema elétrico, sendo influenciada por variáveis como regime hidrológico, nível dos reservatórios, despacho pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e diretrizes de política energética. Nesse contexto, observa-se elevada volatilidade no consumo de gás natural por usinas termelétricas, que operam majoritariamente de forma complementar às fontes renováveis, especialmente a hidrelétrica. Em períodos de normalidade hidrológica, a participação térmica tende a ser reduzida, ao passo que, em cenários adversos, pode haver aumento expressivo e abrupto do despacho.

Um exemplo emblemático dessa imprevisibilidade foi observado em 2021, quando a crise hídrica levou a um acionamento intensivo do parque termelétrico, resultando em um pico atípico de consumo de gás natural. Tal evento, contudo, teve caráter conjuntural e não se sustentou nos anos subsequentes, nos quais se verificou retração da demanda termelétrica, conforme evidenciado nos dados do Boletim de Acompanhamento do MME e no gráfico abaixo.

Figura 6: Comparação da Demanda Total Brasil x Demanda Termelétrica (Mm³/dia)



Fonte: Boletim de Acompanhamento Mensal MME, 2026

Adicionalmente, trata-se de um segmento sujeito à concorrência direta com outras fontes de geração, bem como a decisões de política pública, como os Leilões de Reserva de Capacidade (LRCAP), cuja realização e resultados introduzem incertezas adicionais quanto à expansão e ao perfil de operação das usinas. Dessa forma, mesmo com avanços regulatórios no mercado de gás, não há garantia de aumento estrutural e contínuo do consumo termelétrico.

Por isso, diante desse cenário de elevada incerteza e volatilidade, entende-se como mais prudente a adoção de premissas conservadoras na projeção de demanda para o segmento termelétrico, evitando a superestimação de volumes que dependem de condições externas e não controláveis.

3 OPEX

3.1 Tributos

O grupo de trabalho apontou que: *“foram identificados itens que, em princípio, não deveriam compor o OPEX, como tributos e fundos estaduais (FEET/FOT), na medida em que tais encargos já são repassados aos usuários por meio das tarifas, o que pode caracterizar dupla contabilização, caso mantidos na estrutura de custos operacionais”*.

Entretanto, tal entendimento não distingue adequadamente a natureza econômica dos diferentes tributos incidentes sobre a atividade da concessionária.

Os tributos considerados na composição do custo operacional regulatório não possuem natureza meramente transitória no fluxo financeiro da concessionária, como é o caso de PIS, COFINS e ICMS, mas representam, de fato, dispêndios econômicos efetivos, não recuperáveis via repasse direto tarifário. Trata-se, portanto, de custos inerentes à operação e à manutenção da concessão, que devem ser adequadamente reconhecidos no cálculo da margem de distribuição.

Nesse sentido, a exclusão indiscriminada dessas rubricas do OPEX pode levar à subestimação dos custos operacionais eficientes, comprometendo o adequado reequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A prática regulatória em outras jurisdições corrobora esse entendimento. A título exemplificativo, a Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Alagoas (ARSAL), no âmbito da revisão tarifária da Algás para o ciclo 2025/2026, incorporou explicitamente a rubrica “Despesas tributárias” na estrutura de custos regulatórios, compreendida como o conjunto de custos relacionados a impostos, taxas e contribuições de responsabilidade da concessionária. Tal componente abrange, dentre outros, dispêndios com IPTU, IPVA, DIFAL e taxas ambientais, como aquelas devidas ao IBAMA, conforme evidenciado na tabela abaixo.

Figura 7: Tabela nota técnica ARSAL – Despesas Tributárias Algás na revisão tarifária do ciclo 2025/2026

Quadro 44: Despesas Tributárias (DT)

Descrição	Orçado 2025 (R\$)	Documento SEI
DESPESAS TRIBUTÁRIAS (DT)		
PAGAMENTO A AGÊNCIA REGULADORA		
Taxa de Fiscalização (ARSAL)	2.218.747,72	Defendido no Documento Pleito Tarifário
IMPOSTOS E TAXAS		
IPTU Estação Arapiraca	1.837,04	29974549
IPTU - Galpão	3.446,64	29974565
IPTU - Sede	47.696,70	29974583
SIND. ASSOC DE CLASSE		
Associação Instituto dos Auditores Internos do Brasil - IIA	200	29974593
ABEGÁS	666.000,00	29974614
Associação Comercial de Maceió	3.168,00	29974634
ADEMI	3.904,00	29974649
OUTROS IMPOSTOS E TAXAS		
Vistoria Bombeiro - Sede	1.582,60	29974663
Registro das atas do Conselho de Administração na Junta Comercial do Estado de Alagoas	4.599,00	-
Registro das atas do Conselho Fiscal na Junta Comercial do Estado de Alagoas	7.884,00	-
IPVA Operacional	3.942,00	-
Taxa de bombeiros Galpão	444,73	-
Taxa de bombeiros Sede	119,22	29974821
Taxa de localização Galpão	312,87	29974859
Taxa de localização Sede	2.341,62	29974879
Taxa de ART	2.341,62	29974902
Despesa com PIS/COFINS (9,25%) advindas de Outras Rec. Oper. (9,25%) e Rec. Financeiras (4,65%)	7.200,00	29974920

Fonte: Nota técnica SUPTAR nº 09/2025 (ARSAL, 2025)

Além do exposto, cumpre destacar a existência de tributos incidentes sobre o resultado da concessionária, tais como o Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), os quais devem ser devidamente considerados no modelo tarifário, conforme prática já adotada. Nesse sentido, a experiência da ARSESP, conforme reproduzida a seguir, reforça a necessidade de sua inclusão (*in verbis*):

“Considerando que a remuneração de capital utilizada no Fluxo de Caixa Descontado é a taxa livre de impostos, deve-se incluir no modelo a estimativa de dispêndio com Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e com a Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL).

Assume-se como premissa que a alíquota é de 34% sobre a base tributável. A base tributável é formada pela receita tarifária direta, obtida pela multiplicação da margem máxima média pelo mercado, adicionada das receitas extra concessão, reduzidas das despesas operacionais (PMSO), além das despesas com perdas regulatórias e a depreciação contábil (obtida nas demonstrações contábeis da Concessionária somado com a depreciação de novas imobilizações, não incluindo a depreciação com fidelização de usuários, uma vez que estas despesas não fazem parte da base regulatória).” (g.n.)

Dessa forma, a adoção da alíquota de 34% sobre a base tributável para fins de cálculo do IRPJ e da CSLL configura prática consolidada, amplamente observada entre as concessionárias de distribuição de gás no Brasil.

Portanto, para além dos tributos incidentes sobre o lucro (IRPJ e CSLL), mostra-se igualmente adequada a consideração de tributos e taxas vinculados aos ativos e à operação da concessionária, tais como IPTU, IPVA, bem como eventuais encargos regulatórios e ambientais. Tais despesas apresentam natureza recorrente, são inerentes à prestação do serviço e, em grande medida, não são passíveis de gestão discricionária pela concessionária, configurando, portanto, custos necessários e inevitáveis à adequada prestação do serviço público concedido.

Dessa forma, verifica-se que não há controvérsia quanto ao seu reconhecimento regulatório. Assim, a proposta de consideração dos tributos, revela-se tecnicamente adequada e alinhada às melhores práticas observadas no setor.

Ressalta-se, por fim, que a consideração dessas rubricas tributárias não se confunde com os tributos de natureza recuperável, os quais são integralmente repassados aos consumidores por meio das tarifas. Enquadram-se nessa categoria, por exemplo, o PIS, a COFINS, o ICMS e demais tributos incidentes diretamente sobre a comercialização do gás natural.

Tais encargos possuem natureza meramente transitória no fluxo financeiro da concessionária, não representando custo econômico efetivo, mas sim valores arrecadados e posteriormente recolhidos aos entes tributantes. Por essa razão, não devem ser incorporados ao cálculo da margem bruta de distribuição, sob pena de gerar distorções na sinalização econômica da tarifa e potencial duplicidade de recuperação de custos.

3.2 Inadimplência

Em relação à rubrica de Provisão para Inadimplência, o Relatório do Grupo de Trabalho questiona sua inclusão, sob o argumento de que tal componente não teria sido considerado na revisão tarifária anterior.

No entanto, cabe pontuar que essa parcela foi reconhecida no relatório da 4ª Revisão tarifária das concessionárias CEG e CEG Rio pela Agenersa, sendo incluída no grupo de custos operacionais (OPEX) como 'Outras Despesas', conforme quadro evidenciado abaixo:

Figura 8: Quadro de OPEX da 4ª RTO da CEG e CEG Rio, sinalizado com os Custos de Provisões para Inadimplência reconhecidos pelo regulador

CEG	OPEX Valores em MR\$ (moeda dez/2016)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Conceitos					
Despesas Operacionais	272,51	287,47	295,74	302,37	309,51
Despesas de Pessoal	143,00	147,83	153,52	153,52	153,52
Outras Despesas	129,62	119,51	117,86	117,33	119,46
Provisões	54,10	26,89	26,89	26,89	26,89
Perdas de Gás	73,79	91,45	89,78	89,25	91,36
Gastos Odorizante	1,73	1,17	1,19	1,19	1,21
TOTAL	545,13	554,81	567,12	573,22	582,49

Fonte: Relatório técnico GRUPO DE TRABALHO INSTITUÍDO PELA PORTARIA AGENERSA Nº 500/2017 (4ª RTO CEG e CEG Rio)

Além disso, a inclusão da rubrica Inadimplências no cálculo da margem bruta durante o processo de revisão tarifária é prática comum entre os reguladores das concessionárias de gás no Brasil. Podemos citar como exemplo:

1) ARSESP (SP)

A ARSESP reconheceu como Outros Custos durante a 5ª RTO (2024-2029) das concessionárias Comgás, Necta e Gás Natural São Paulo Sul (Natugy-SP) a parcela de Inadimplências, denominada Provisão de Devedores Duvidosos (PDD). O PDD é calculado por meio de um método de *aging*, que analisa a inadimplência com base no histórico de faturamento dos últimos até 72 meses, conforme apresentado na fórmula abaixo. Para cada mês desse período, é apurado o percentual do valor faturado que permanece não pago até o mês de referência, construindo-se uma curva histórica de inadimplência.

Equação 1: Metodologia de aging regulatório para cálculo do PDD

$$VNP(\%)_m = \frac{VNP_m}{VF_m} \cdot 100, \text{ onde:}$$

$VNP(\%)_m$: Percentual do valor faturado em até cada um dos 72 meses anteriores ao mês de referência que ainda não havia sido pago no mês de referência;

VNP_m : Valor faturado em até cada um dos 72 meses anteriores ao mês de referência que ainda não havia sido pago no mês de referência;

VF_m : Valor faturado em até cada um dos 72 meses anteriores ao mês de referência, para cada classe de consumidores.

Mês de referência: mês mais próximo do cálculo do PO ou aquele utilizado para o cálculo das demais variáveis regulatórias.

A partir dessa curva, a agência identifica a parcela “estrutural” da inadimplência (aquela que persiste ao longo do tempo e não depende da gestão da concessionária). Esse percentual é então utilizado como referência regulatória para definição do PDD a ser reconhecido nas tarifas.

Por fim, cabe esclarecer que o percentual de PDD é aplicado sobre a tarifa, ou seja, sobre o custo de gás e demais elementos que compõem as tarifas, além da própria margem, sofrendo ajustes compensatórios anuais à medida que os valores reais sejam apurados para incorporação nas tarifas e mitigação de impactos tarifários abruptos.

2) SEDE (MG)

A SEDE-MG também reconheceu a rubrica Inadimplências ou Receitas Irrecuperáveis durante a 2ª RTP da Gasmig (2022-2026), como a parcela da receita faturada e não recebida pelo prestador. O valor desta parcela é definido pelo método da Curva de Envelhecimento da Fatura, *aging*, e utiliza-se o percentual mensal faturado ainda não pago, que após alguns meses, tende a estabilizar.

A inadimplência regulatória representa um custo operacional reconhecido, e é ditada pela equação:

Equação 2: Inadimplência regulatória reconhecida

$$Inad_t = \%Tinad * \frac{(RR_t + Custo\ de\ gás_t)}{(1 - ICMS - PIS/PASEP - COFINS)};$$

$$t = 1 \dots 5$$

Onde:

Inad_t: Inadimplência regulatória reconhecida no ano t;

%Tinad: Percentual regulatório de receitas irrecuperáveis calculado segundo o método da Curva de Envelhecimento da Fatura, também conhecido como aging;

RR_t: Receita Requerida da concessionária do ano t (reduzida pela receita em excesso auferida);

Custo de gás t: Custo de gás e transporte no período t;

ICMS: Taxa do imposto ICMS (imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviços);

PIS/PASEP: Taxa do PIS (Programa de Integração Social) e PASEP (Programa de Formação do

Patrimônio do Servidor Público);

COFINS: Taxa da contribuição COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social).

Uma vez definido o percentual regulatório de inadimplência (%Tinad), o valor das receitas irrecuperáveis reconhecidas é calculado a partir da Receita Requerida da concessionária, acrescida dos custos de gás e transporte, com os devidos ajustes tributários (ICMS, PIS/PASEP e COFINS). O resultado corresponde ao montante de inadimplência regulatória reconhecido no período de referência.

3) ARSP (ES)

Por fim, a ARSP-ES reconheceu inadimplências como Receitas Irrecuperáveis no 1º ciclo tarifário da ESGás (2025-2030), conforme definições da NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 07/2025.

O cálculo do nível eficiente de inadimplência também utilizou o método da curva de envelhecimento da fatura, *aging*, avaliando a base de faturamento pendente dos últimos 36 meses.

Diante do exposto, verifica-se que a inclusão da rubrica de Provisão para Inadimplência como componente do OPEX no cálculo da margem de distribuição revela-se tecnicamente adequada e encontra respaldo tanto na prática regulatória da própria Agenesra quanto em experiências consolidadas de outras agências reguladoras estaduais. A recorrência desse tratamento evidencia o entendimento de que a inadimplência, em seu componente estrutural, constitui um custo inerente à prestação do serviço, não sendo integralmente eliminável por ações gerenciais da concessionária.

4 Plano de investimentos

Em relação ao plano de investimentos da concessionária, o Grupo de Trabalho apontou que foram utilizados valores projetados para os exercícios de 2023, 2024 e 2025, mesmo diante da disponibilidade de dados efetivamente realizados e já informados à AGENERSA, o que comprometeria a consistência do Plano de Negócios. Segundo o entendimento apresentado, a manutenção de projeções para períodos cujos valores reais já são conhecidos dificultaria a adequada avaliação do grau de execução dos investimentos.

Contudo, tal apontamento não reflete adequadamente a metodologia adotada pela Concessionária. Em primeiro lugar, a base de remuneração regulatória inicial considerada e apresentada no modelo corresponde à posição da base de ativos contável em 31/12/2022. A partir desse marco, a evolução para os anos subsequentes foi construída com base em dados realizados (para 2023 e 2024) e estimativa fundamentada (para o ano de 2025), garantindo consistência metodológica, rastreabilidade e aderência às Demonstrações Financeiras.

Para os exercícios de 2023 e 2024, foram utilizados exclusivamente valores realizados, obtidos a partir das bases contábeis da Companhia no final de cada ano, conforme, inclusive, reconhecido no próprio Relatório Preliminar do Grupo de Trabalho no capítulo destinado a base de ativos. Esses valores incorporam integralmente os bens imobilizados em cada exercício, e que são os mesmos valores registrados nas Demonstrações Financeiras auditadas por perito independente (KPMG).

Adicionalmente, a metodologia adotada contemplou não apenas as incorporações de ativos (imobilizações), mas também as respectivas baixas registradas contabilmente, assegurando que a evolução da base de ativos reflita, de forma fidedigna, a posição patrimonial efetiva da Companhia ao longo do período analisado.

Nesse sentido, cada componente da base de ativos (base bruta, depreciação acumulada e base líquida) encontra-se devidamente detalhada nas seguintes rubricas: (i) Capital Inicial, correspondente ao saldo em 31 de dezembro do exercício anterior; (ii) Imobilizações, que representam os ativos incorporados ao longo do ano, em consonância com as Demonstrações Financeiras auditadas; e (iii) Baixas, que refletem a retirada de ativos conforme registrada na contabilidade.

No que se refere ao exercício de 2025, cumpre esclarecer que, à época do envio das informações, o exercício social ainda não havia sido encerrado. Assim, adotou-se procedimento técnico consistente, com a utilização dos valores realizados até a data mais recente disponível, complementados por projeções para os meses subsequentes, com o objetivo de completar o ano civil, o que representa uma prática usual em processos regulatórios dessa natureza.

Dessa forma, não procede a afirmação de utilização indevida de valores projetados para exercícios já realizados. Ao contrário, a abordagem adotada assegura transparência e alinhamento com dados auditados, não configurando fragilização da consistência do Plano de Negócios.

Por fim, destaca-se que, no caso da **CEG**, no exercício de 2023, foram imobilizados aproximadamente R\$ 211,3 milhões, e, em 2024, aproximadamente R\$ 262,7 milhões, conforme detalhado na tabela a seguir.

Tabela 1: Valores imobilizados - CEG (moeda R\$ dez/21)

	2023	2024
Base Bruta	10.522.449.831	10.785.154.967
Cap Inicial	10.311.072.020	10.522.449.831
Imobilizado (DFs)	211.377.811	262.705.136
Baixas	-	-

Do mesmo modo, destaca-se que, no caso da **CEG RIO**, no exercício de 2023, foram imobilizados aproximadamente R\$ 21,8 milhões, e, em 2024, aproximadamente R\$ 9,3 milhões, conforme detalhado na tabela a seguir:

Tabela 2: Valores imobilizados - CEG RIO (moeda R\$ dez/21)

	2023	2024
Base Bruta	1.890.479.546	1.899.839.415
Cap Inicial	1.868.679.926	1.890.479.546
Imobilizado (DFs)	21.799.621	9.359.869
Baixas	-	-

5 Metodologia de compensação do IGP-M

Com relação ao item 2.6 do Relatório do Grupo de Trabalho, que trata da “Compensação do IGP-M retido durante a pandemia”, foi sugerido que a análise da compensação do IGP-M não seja realizada de forma isolada, mas sim a partir de uma abordagem integrada, baseada na avaliação conjunta de todas as rubricas do fluxo econômico-financeiro da concessão, mediante a comparação entre valores projetados na 4ª Revisão Quinquenal e valores efetivamente realizados ao longo do período. Tal orientação encontra respaldo, segundo o próprio Relatório, nas recomendações constantes da Deliberação AGENERSA nº 4.803/2024, especialmente no que se refere à necessidade de análise comparativa entre projeções e resultados efetivos.

Não obstante a coerência interna da proposta apresentada, entende-se que a adoção de tal metodologia suscita relevantes questionamentos sob a ótica do modelo regulatório aplicável ao serviço de distribuição de gás natural no estado do Rio de Janeiro.

Inicialmente, cabe destacar que o regime regulatório vigente é de tarifas tetos (conhecido internacionalmente como “*Price Cap*”), uma regulação por incentivos no qual a Revisão Tarifária Quinquenal estabelece parâmetros “*ex ante*” de demanda, custos eficientes e investimentos, preservando-se, dentro de limites razoáveis, os riscos e incentivos inerentes à atividade concessionada. Nesse contexto, a revisão tarifária não se destina a reconstruir integralmente ou “*ex post*” o resultado econômico efetivamente observado pela concessionária, mas sim a redefinir parâmetros prospectivos à luz de critérios de eficiência, prudência e equilíbrio econômico-financeiro.

A proposta de avaliação conjunta de todas as rubricas do fluxo de caixa do ciclo anterior, com base em valores realizados, implica, na prática, uma aproximação metodológica a um regime de custo do serviço (*cost of service*), no qual diferenças entre valores projetados e realizados passam a ser objeto de reconciliação ampla. Tal abordagem representa um **desvio relevante** da lógica de regulação por incentivos, reduzindo a previsibilidade regulatória e potencialmente **enfraquecendo os incentivos à eficiência operacional e à gestão de riscos** por parte da concessionária.

Adicionalmente, ainda que se reconheça o caráter excepcional do período afetado pela pandemia do COVID-19, entende-se que eventuais medidas compensatórias devem ser delimitadas de forma estrita aos efeitos diretamente decorrentes de decisões regulatórias específicas ou de normas excepcionais, como são os casos da deliberação AGENERSA nº 4363/2021 e da deliberação AGENERSA nº 4364/2021 (não aplicação integral do IGP-M). Nesse sentido, importa destacar que o próprio processo revisional já contempla, de forma estruturada, a verificação do cumprimento do plano de investimentos do ciclo tarifário, em razão de seu impacto direto sobre as margens reguladas do quinquênio. Trata-se de componente intrínseco à Revisão Tarifária Quinquenal, cuja análise é plenamente compatível com o modelo regulatório vigente, diferentemente dos itens restantes, vinculados aos incentivos próprios da regulação.

De forma semelhante, admite-se que determinados efeitos excepcionais decorrentes de medidas normativas específicas, adotadas durante a pandemia, possam justificar análises pontuais. Este é o caso, por exemplo, das deliberações vinculadas com a não aplicação integral do IGP-M ou a Lei Estadual - Rio de Janeiro nº 8769 de 23 de março de 2020, que vedaram a suspensão ou interrupção de serviços públicos por inadimplemento, as quais podem ter impactado a dinâmica de inadimplência

e, conseqüentemente, na receita não arrecadada pela concessionária. Nesses casos, há nexô causal direto entre a norma excepcional e o eventual efeito econômico observado, o que pode justificar tratamento regulatório específico, desde que devidamente demonstrado.

Ainda, tais hipóteses não autorizam a extensão da análise para a totalidade das variáveis econômico-financeiras da concessão. A reavaliação integral de receitas, custos operacionais, investimentos e demanda, sob o argumento de capturar efeitos gerais da pandemia, extrapola os limites de uma abordagem causalmente delimitada e incompatível com a regulação por incentivos.

No que se refere especificamente ao IGP-M retido, importa destacar que sua natureza difere substancialmente de outros elementos do fluxo regulatório. A não aplicação integral desse indexador decorreu de decisões regulatórias supervenientes que afetaram diretamente o mecanismo contratual de atualização tarifária, caracterizado como um ajuste *ex post* produto da variação de um parâmetro previamente definido (IGP-M). Por outro lado, variáveis como custos operacionais e evolução da demanda integram o núcleo ordinário do processo revisional e estão sujeitas a riscos e variações inerentes ao regime de incentivos. A análise conjunta desses elementos, sem a devida distinção de natureza, pode resultar em distorções metodológicas e na diluição de efeitos que deveriam ser tratados de forma específica.

Outro aspecto relevante diz respeito à dificuldade intrínseca de atribuição causal das diferenças observadas entre valores projetados e realizados. Conforme reconhecido no próprio Relatório, o período analisado foi marcado por múltiplos fatores estruturais e conjunturais, incluindo alterações regulatórias (demora na finalização da 4ª Revisão), dinâmica do mercado de gás (mercado livre), expansão da rede, mudanças no perfil de consumo e efeitos decorrentes da própria retroatividade da 4ª Revisão Quinquenal. Nesse contexto, a suposição de que tais diferenças possam ser atribuídas, de forma predominante, aos efeitos da pandemia constitui uma simplificação que pode comprometer a acurácia da análise e introduzir elevado grau de discricionariedade regulatória.

Além disso, a utilização de dados contábeis efetivamente realizados, ainda que auditados, não resolve, por si só, a questão metodológica subjacente. Conforme ressaltado em outras seções do próprio Relatório, **o reconhecimento contábil de valores não se confunde com seu reconhecimento regulatório**. A adoção de uma abordagem baseada em valores realizados deve, portanto, ser cuidadosamente limitada aos casos em que haja previsão regulatória ou justificativa técnica clara, não devendo ser utilizada como fundamento para uma reconciliação integral do fluxo econômico-financeiro.

Adicionalmente, cumpre destacar que não se identificam, no setor de distribuição de gás natural no Brasil, precedentes de adoção de mecanismos de revisão integral e retroativa de todas as variáveis econômico-financeiras da concessão no âmbito de regimes de regulação por incentivos, no contexto da pandemia. A experiência de outras jurisdições, como o estado de São Paulo, indica que, mesmo diante de impactos relevantes decorrentes da pandemia e da volatilidade do IGP-M, as agências reguladoras optaram por soluções baseadas em diferimentos, ajustes pontuais e mecanismos compensatórios específicos, sem a adoção de reconciliações globais do fluxo de caixa regulatório. Tal prática reforça o entendimento de que a preservação da lógica da regulação por incentivos constitui elemento central para a estabilidade e previsibilidade do ambiente regulatório.

Por fim, ressalta-se que a 4ª Revisão Quinquenal constituiu um processo de elevada complexidade, cujo desfecho se deu após do encerramento do ciclo tarifário, mediante acordo celebrado entre as concessionárias, o Estado do Rio de Janeiro e a Procuradoria Geral do Estado. O próprio Relatório enfatiza a necessidade de observância dos termos desse acordo, bem como a importância de se **evitar a reabertura indireta de controvérsias já solucionadas**, em nome da segurança jurídica e da estabilidade regulatória. Nesse sentido, uma revisão abrangente de todas as variáveis do quinquênio anterior pode implicar, na prática, uma reavaliação de elementos já consolidados no âmbito daquele acordo, com potencial de reintroduzir incertezas e conflitos que se buscou superar.

Diante do exposto, entende-se que a metodologia mais adequada consiste em **preservar a natureza do regime de regulação por incentivos**, adotando abordagem específica e causalmente delimitada para o tratamento do IGP-M retido, sem expandir o escopo da análise para uma revisão integral do fluxo econômico-financeiro da concessão. Tal encaminhamento contribui para a manutenção da coerência regulatória, da segurança jurídica e da previsibilidade do ambiente de negócios, ao mesmo tempo em que permite o adequado tratamento de eventos excepcionais de forma tecnicamente consistente.

6 Referências bibliográficas

AGÊNCIA DE REGULAÇÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DO ESPÍRITO SANTO (ARSP). **Nota Técnica ARSP/DP/GET nº 07/2025**. Vitória: ARSP, 2025. Disponível em: https://arsp.es.gov.br/Media/arsi/G%C3%A1s%20Natural/Tarifa/NT_GET_007-2025.pdf. Acesso em: 26 mar. 2026.

AGÊNCIA REGULADORA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DO ESTADO DE SÃO PAULO (ARSESP). **Nota Técnica Final: Metodologia de cálculo do P0 para as revisões tarifárias ordinárias das concessionárias de gás canalizado (SEI nº 0048454038)**. São Paulo: ARSESP, [s.d.]. Disponível em: <https://www.arsesp.sp.gov.br>. Acesso em: 26 mar. 2026.

DELTA ENERGIA. **Entenda como funciona o mercado livre de gás no Brasil**. 23 fev. 2024. Disponível em: <https://digital.deltaenergia.com.br/2024/02/23/entenda-como-funciona-o-mercado-livre-de-gas-no-brasil/>. Acesso em: 25 mar. 2026.

DINIZ, Clélio Campolina; MENDES, Philipe Scherrer. **Tendências regionais da indústria brasileira no século XXI**. In: INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA (IPEA). Desenvolvimento regional no Brasil: políticas, estratégias e perspectivas. Brasília: Ipea, 2023. cap. 6. Disponível em: <https://repositorio.ipea.gov.br/entities/publication/d0027f84-388c-421a-81ba-c5ca163dfd57>. Acesso em: 25 mar. 2026.

MORGADO, Lucas Matos. Indústria de transformação do estado do Rio de Janeiro: **do pioneirismo à crise atual. 2023**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Economia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/22138/1/LMMorgado.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2026.

PETROBRAS. **Petrobras atualiza preços do gás natural para distribuidoras**. 31 out. 2025. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/petrobras-atualiza-pre%C3%A7os-do-g%C3%A1s-natural-para-distribuidoras-31-10-2025>. Acesso em: 25 mar. 2026.

SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO DE MINAS GERAIS (SEDE-MG). **Nota Técnica SEDE/DIEN nº 16/2022: respostas às contribuições no âmbito da Consulta Pública nº 32/2022 para determinação da receita requerida para o processo da Segunda Revisão Tarifária Ordinária (RTO) da concessionária Gasmig – resultados finais**. Belo Horizonte: SEDE-MG, 2022. Disponível em: <https://www.desenvolvimento.mg.gov.br>. Acesso em: 26 mar. 2026.

TRECE, Juliana. **A deterioração da indústria de transformação do Rio de Janeiro**. Blog do IBRE/FGV, Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: <https://blogdoibre.fgv.br/posts/deterioracao-da-industria-de-transformacao-do-rio-de-janeiro>. Acesso em: 25 mar. 2026.