

Contribuições para a Audiência Pública nº 4/2025

**Revisão Ordinária da Margem de Distribuição
Companhia Pernambucana de Gás - Copergás
Processo Sei nº 0007900024.002231/2025-13
Nota Técnica DEF/CTEEF Nº 14/2025**

Participante: ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado

Responsável: Marcos Roberto Lopomo

Meio de Contato: mlopomo@abegas.org.br

A ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado, entidade que reúne as empresas concessionárias de distribuição de gás canalizado no Brasil, atua estimulando o fortalecimento das empresas distribuidoras de gás canalizado em todos os Estados da Federação. Defende a atuação técnica e independente das Agências Reguladoras no Brasil, neste sentido, ressalta a valorização da Agência de Regulação de Pernambuco - ARPE, reconhecendo sua importância e transparência.

O aprimoramento normativo transparente, e com o envolvimento da sociedade, permite a oitiva de todos os players envolvidos e é indispensável para a previsibilidade e segurança jurídica do setor de distribuição de gás canalizado, além da materialização de princípios e boas práticas na regulação de serviços públicos, que são essenciais para o desenvolvimento e aprimoramento da regulação.

A ABEGÁS, portanto, parabeniza a iniciativa desta Agência por promover a participação popular para a Revisão Ordinária da Margem de Distribuição da Copergás, tema de tamanha relevância para o desenvolvimento do mercado de gás natural.

Conforme disposto a seguir, apresentamos as contribuições à referida audiência pública, com nossa visão da promoção da estabilidade regulatória, previsibilidade e transparência ao mercado de gás natural canalizado regulado, objetivando a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da Concessão, com modicidade tarifária, e tratamento isonômico e justo para o mercado, ou seja, buscando a maximização do bem-estar social.

CONSIDERAÇÕES SOBRE O CONTRATO DE CONCESSÃO

Inicialmente, é relevante destacar que a segurança jurídica é um princípio fundamental para atrair investimentos no setor energético, tendo em vista que demandam recursos volumosos e perenes. É essencial que os contratos firmados entre o poder concedente e as concessionárias sejam respeitados em sua integralidade, evitando decisões motivadas por pressões externas que possam comprometer a expansão dos serviços e a modicidade tarifária. A infraestrutura de distribuição, que representa parcela relevante da composição tarifária, é fundamental para a ampliação do acesso ao gás canalizado e à atração de novos mercados, com impactos positivos na segurança energética e na redução de emissões.

A adoção de novas interpretações regulatórias que contrariem cláusulas expressas em contratos de concessão representa um risco significativo à segurança jurídica e ao equilíbrio econômico-financeiro das concessões. Qualquer alteração, sobretudo em aspectos econômicos, deve ser precedida por ampla discussão em fórum apropriado, desvinculado de processos tarifários rotineiros.

Vale mencionar ainda que a taxa contratual não deve ser vista apenas como mecanismo de retorno financeiro, mas como instrumento essencial para garantir a sustentabilidade dos serviços públicos e a atratividade de investimentos. A lógica de que essas taxas atuam como força oposta à eficiência e à modicidade tarifária ignora o fato de que a previsibilidade de remuneração é justamente o que permite às concessionárias planejarem investimentos e expandirem a infraestrutura com segurança jurídica.

Nesse contexto, é válido mencionar que o crescimento do mercado de gás natural no Brasil é resultado direto da atuação estratégica das concessionárias de distribuição, que investiram continuamente na expansão das redes e na conexão de milhões de consumidores, mesmo diante de uma oferta limitada. Nos últimos anos, essas empresas mais que dobraram a extensão das redes, e ampliaram a base de clientes em 4 vezes, atendendo atualmente mais de 500 municípios. Essa interiorização levou o gás natural a hospitais, centros comerciais, condomínios e indústrias de diversos portes, promovendo descarbonização, produtividade e dinamismo econômico local.

Adicionalmente, a redução de consumo percebida no mercado industrial em todo o país não impede a contínua diversificação de segmentos (residencial, comercial e veicular) que é essencial para o equilíbrio econômico-financeiro das concessões. Exemplos na região Sudeste mostram que esses segmentos já superaram ou se aproximam do setor industrial em volume e receita, diluindo custos fixos e reduzindo tarifas para todos. A expansão também mitiga riscos associados à volatilidade do consumo industrial. Ou seja, a expansão em busca da universalização do gás em mercados de menor consumo possibilita no médio e longo prazo maior equilíbrio da concessão.

AJUSTES

Como previsto no Contrato de Concessão em seu Anexo I, e reconhecido pela própria ARPE, a Margem Bruta de Distribuição é definida de forma prospectiva, composta pelos custos da prestação dos serviços, na remuneração e depreciação dos investimentos vinculados aos serviços objeto da concessão, realizados ou a realizar ao longo do ano de referência para cálculo e, finalmente, na projeção dos volumes de gás a serem vendidos durante o ano, segundo o orçamento anual. Adicionalmente, o contrato prevê, para a margem bruta, a parcela de 'ajustes' para compensar diferenças entre os custos reais e estimados. Considerando que não só os custos, mas também o volume é projetado, para a realização dos 'ajustes' deve ser comparada a margem obtida (dados reais de volume) com aquela calculada na base prospectada.

Assim, a concessionária mantém a utilização da metodologia prevista em contrato de concessão para o cálculo do 'ajuste'. Ou seja, recalcula a margem de distribuição, a partir do cálculo previsto no contrato com dados reais, obtendo a Margem Efetiva e a compara a Margem Realizada assegurando o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão- núcleo essencial da concessão pública e pautado no princípio da segurança jurídica e da estabilidade regulatória.

Apesar de reconhecer a necessidade do cálculo desse 'ajuste', a ARPE adota um entendimento que se afasta do regime previsto contratualmente, ou no mínimo incompleto, pois trata da margem obtida, mas não da variação dos custos. Em vez da abordagem modelo cost plus, expressamente

prevista, a Agência aplica a metodologia do tipo modelo price cap, sem qualquer correspondência com o modelo contratual, o que vulnera princípios estruturantes da atividade regulatória.

O princípio do equilíbrio econômico-financeiro constitui garantia fundamental do concessionário e pressuposto de legitimidade do poder concedente. Previsto no art. 37, XXI, da Constituição Federal, e positivado nos arts. 9º e 10 da Lei nº 8.987/1995, ele assegura que às condições originais da proposta e da execução contratual sejam mantidas ao longo da vigência da concessão, resguardando à justa remuneração do serviço público. Além disso, no âmbito regulatório, o equilíbrio é operacionalizado por mecanismos de revisão e recomposição tarifária — entre os quais o “ajuste” contratual aqui examinado —, cuja função é alinhar o modelo econômico ex-ante aos resultados verificados ex-post, garantindo a viabilidade do serviço e a proteção do usuário contra tarifas inadequadas.

Mais grave ainda, a própria ARPE, mesmo após realizar o cálculo com base em sua metodologia, tem optado por não aplicar o ajuste correspondente, em contraste com a prática observada em exercícios anteriores. A justificativa apresentada — de que “as consequências de uma redução de vendas (ou superdimensionamento) não devem ser repassadas integralmente à tarifa” — revela-se inadequada e contrária a metodologia contratual, principalmente quando a projeção de vendas considerada foi aprovada previamente pela Agência. Assim, o desconsiderar do ‘ajuste’ contratual, acaba por prejudicar a concessionária e induzir, de forma contraproducente, a projeções de vendas mais conservadoras em exercícios futuros. O ‘ajuste’, longe de ser uma prerrogativa facultativa, constitui um instrumento legítimo, expressamente previsto no Contrato de Concessão, cuja aplicação se revela indispensável para o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e para a efetividade do processo regulatório.

Como já mencionado, a natureza essencialmente prospectiva da Margem Regulatória e a previsão do componente ‘ajuste’ desempenha uma função de equilíbrio na lógica do modelo contratual, propiciando a recomposição da Margem Bruta de Distribuição nos ciclos subsequentes, com base em dados efetivamente realizados, de modo a refletir com precisão a realidade operacional da Concessionária. Trata-se, portanto, de um mecanismo de realinhamento técnico-financeiro, que assegura aderência entre a modelagem regulatória ex-ante e os resultados verificados ex-post.

Assim, a recusa da ARPE em aplicar o ‘ajuste’ previsto contratualmente — especialmente após reconhecer sua validade em exercícios anteriores — configura violação à boa-fé e à coerência regulatória, rompendo a confiança legítima da concessionária quanto à estabilidade do regime tarifário e à previsibilidade da atuação estatal. O princípio da boa-fé objetiva, rege toda a relação contratual, impondo às partes deveres de lealdade, confiança, cooperação e respeito às expectativas legítimas criadas pelo vínculo. No campo das concessões públicas, sua aplicação é reforçada pelo art. 20 e 30 da Lei de Introdução às normas do Direito brasileiro (LINDB), onde exigem atuação de cooperação, lealdade e de colaboração dos entes públicos em respeito à segurança jurídica e a proteção da confiança.

Ao adotar metodologia não prevista em contrato, sem motivação técnica compatível e sem observância dos princípios de publicidade e consistência, a ARPE compromete a transparência do processo tarifário e enfraquece a legitimidade regulatória. A ausência de coerência entre o modelo contratual e a prática da agência impede o controle social e técnico da regulação, contrariando os princípios da governança pública – o princípio da transparência que é um princípio estruturante da regulação e decorre do dever de publicidade e motivação dos atos administrativos (art. 37, caput, CF). No campo regulatório, ela se manifesta na clareza metodológica e na previsibilidade das decisões.

Alterar metodologia tarifária sem base contratual e sem processo formal de revisão, a ARPE viola a estabilidade do regime regulatório, criando incerteza incompatível com a natureza de longo prazo das concessões de gás canalizado. Essa instabilidade desestimula investimentos e compromete o interesse público na continuidade e na expansão do serviço – princípio da estabilidade regulatória que é uma decorrência direta da segurança jurídica e da proteção da confiança legítima, sendo um requisito indispensável para o investimento de longo prazo em infraestrutura.

Por fim, o ‘ajuste’ contratual não constitui faculdade da ARPE, mas ele é um instrumento jurídico necessário à manutenção do equilíbrio econômico-financeira, expressão da boa-fé, e da transparência e da estabilidade regulatória.

Em síntese, a correta aplicação do ‘ajuste’, conforme delineado contratualmente, não apenas resguarda os princípios da regulação técnica e do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, como também materializa os compromissos de boa-fé, transparência e estabilidade regulatória assumidos entre as partes contratantes.

GASTOS DE PESSOAL

O Contrato de concessão, na sua cláusula oitava, estabeleceu que a concessionária tem autonomia econômica, técnica, administrativa e financeira, para o regular desenvolvimento da atividade concedida, atribuindo assim para a concessionária a responsabilidade de tomada de decisão quanto aos seus empregados no desempenho de suas funções.

A ABEGÁS sugere uma mudança de abordagem da Agência, com vistas ao reconhecimento de algumas rubricas, possibilitando melhor dinâmica nas atividades da empresa concessionária, tanto as de impacto interno, como o reconhecimento da PLR, quanto as de impacto externo, como a conversão de equipamentos dos clientes e despesas institucionais.

ABEGÁS solicita reversão de glosa efetuada pela Agência em relação às despesas de Pessoal. A Participação nos Resultados/Lucros aplicada aos gastos com pessoal configura-se como uma ferramenta de gestão estratégica, voltada à promoção da eficiência, do controle e do alinhamento entre os objetivos institucionais e o desempenho dos colaboradores. Sua principal finalidade, nesse contexto, é permitir que parte da remuneração esteja atrelada ao cumprimento de metas e resultados previamente definidos, compondo uma parcela variável da remuneração dos empregados.

Essa abordagem favorece o uso mais racional dos recursos destinados ao pessoal, contribuindo diretamente para o aumento da produtividade e a redução de desperdícios — fatores especialmente relevantes em serviços públicos regulados, nos quais a busca por eficiência de custos é contínua e gera impactos positivos no médio e longo prazo.

Além disso, a participação nos resultados fortalece a transparência e o controle na gestão de pessoas, ao exigir critérios objetivos de avaliação de desempenho e metas claras. A valorização do colaborador, por meio de indicadores individuais de performance vinculados a competências técnicas e habilidades específicas da função, tende a elevar a qualidade dos serviços prestados, gerando valor para a concessão e, conseqüentemente, para o usuário.

É importante destacar que os recursos destinados a esses programas devem ser provenientes das receitas das Concessionárias e reconhecidos como custos regulatórios. Nesse sentido, a Abegás entende que o reconhecimento dessas rubricas não se limita a uma perspectiva financeira, mas está essencialmente ligado a indicadores que impactam positivamente diversos aspectos da concessão. Tais indicadores devem ser considerados pelo regulador como elementos fundamentais

para o aprimoramento da performance técnica e da qualidade do atendimento, especialmente ao reconhecer o desempenho individual e o bem-estar dos colaboradores.

Trata-se, portanto, de um instrumento de gestão indiscutível, que oferece múltiplos benefícios, como motivação, melhoria do clima organizacional, retenção e atração de talentos.

Complementarmente, é relevante destacar que os indicadores vinculados aos resultados estão diretamente alinhados com os objetivos de eficiência operacional, qualidade, segurança e desenvolvimento da concessão. Esses programas não se vinculam exclusivamente ao lucro da empresa, mas sim à excelência dos serviços prestados, resultado de um quadro funcional engajado e valorizado.

Por todas essas razões, a adequada alocação de custos com participação nos resultados deve ser reconhecida como uma prática legítima e estratégica no âmbito regulatório.

Cabe destacar que até mesmo órgãos públicos envolvidos diretamente na prestação de serviços já adotam mecanismos de participação nos resultados, evidenciando um avanço expressivo na modernização da gestão pública e na melhoria da qualidade dos serviços entregues à sociedade.

MERCADO LIVRE

ABEGÁS corrobora com a proposta da Concessionária quanto à necessidade de o mercado livre seguir os mesmos princípios aplicáveis ao mercado cativo, com adaptações específicas, como a inclusão dos custos de gestão desse ambiente e a exclusão do custo médio ponderado do gás natural e das despesas de suprimento. No entanto, diante da natureza permanente e estruturante das atividades exigidas pela operação no mercado livre, como por exemplo, a negociação de contratos de movimentação, gestão de medição, conciliação de dados, análise de risco e atendimento regulatório, a migração de consumidores para o mercado livre gera custos adicionais e ampliam as responsabilidades e atividades da distribuidora. Nesse sentido, deve-se avaliar a margem de distribuição para o mercado livre de forma a não onerar o mercado cativo. O desenvolvimento do mercado livre deve ser amparado em uma estrutura tarifária específica e segregada, à medida que o ambiente regulatório estadual evolua e permita a mensuração objetiva dos custos regulatórios exclusivos.

Por fim, ABEGÁS agradece a oportunidade e parabeniza os profissionais da ARPE pelos trabalhos desenvolvidos e mantém-se à disposição dessa Agência para contribuir com os avanços do gás canalizado no estado de Pernambuco.

ABRACE Energia

Contribuições à Audiência Pública n. 04/2025

Revisão Ordinária da Margem de Distribuição da Companhia
Pernambucana De Gás – Copergás.

Outubro de 2025

Introdução

A ABRACE Energia, associação setorial que representa os grandes consumidores industriais de gás natural no estado de Pernambuco, motivada pela busca da modernização e competitividade, da atratividade para novos investimentos e da maturidade regulatória do setor de gás natural, vem participando e contribuindo ao longo do tempo nas discussões que envolvem o tema no âmbito das indústrias.

Na presente oportunidade, cumprimentamos a Agência de Regulação de Pernambuco pela promoção da Audiência Pública n. 04/2025 na modalidade intercâmbio documental, que tem por objetivo receber contribuições a respeito da Revisão Ordinária da Margem de Distribuição da Companhia Pernambucana e Gás – Copergás. A abertura deste processo de participação pública para tratar da revisão tarifária representa uma medida regulatória essencial para garantir transparência e isonomia no momento da definição de uma tarifa justa e equilibrada.

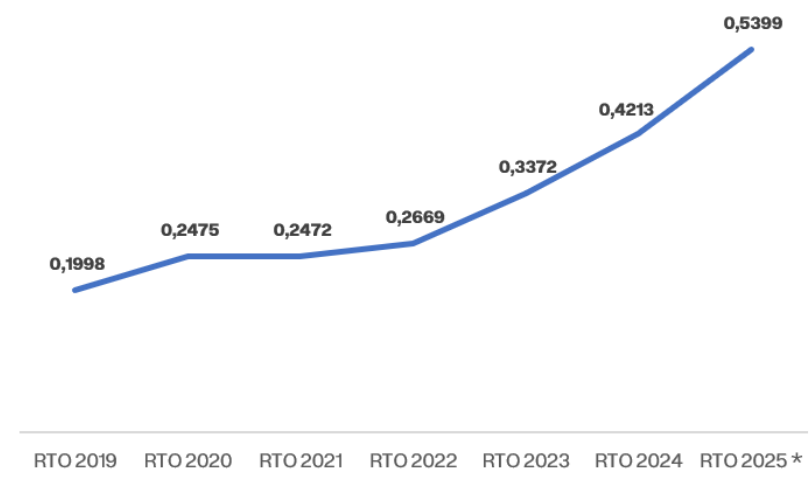
Cumpre-nos salientar, no entanto, que **o prazo disponibilizado para o envio de contribuições à Audiência Pública mostrou-se bastante exíguo**, o que limitou o tempo disponível para que os agentes do mercado analisassem a documentação apresentada e elaborassem suas manifestações de forma mais abrangente. Ademais, **o intervalo entre o encerramento desta audiência e a aplicação da nova margem de distribuição** — de apenas 15 dias — **também se revela exíguo para que esta agência avalie as manifestações recebidas**, realize as articulações necessárias com o Poder Concedente e consolide suas deliberações.

Reconhecemos os desafios inerentes ao cumprimento do cronograma da revisão tarifária, contudo, reforçamos que a **ampliação dos prazos de participação e de análise constitui medida essencial** para assegurar um processo regulatório transparente, inclusivo e tecnicamente consistente.

A ABRACE Energia tem participado ativamente dos processos de revisão tarifária da Copergás. Historicamente, a concessionária praticava margens de

distribuição competitivas, posicionando Pernambuco entre os estados com tarifas de distribuição mais baixas do país. Contudo, observou-se que, ao longo dos ciclos mais recentes, a margem de distribuição passou por reajustes que afastaram o estado desse patamar competitivo, gerando impactos relevantes sobre o custo final do gás natural para os consumidores. A Figura 1 apresenta a evolução da margem média de distribuição, onde é possível perceber a elevação dos valores aprovados, especialmente a partir do ano de 2022, e o aumento de 28% que a proposta de margem regulatória de 0,5399 R\$/m³ representa.

Figura 1 – Evolução da margem de distribuição de gás canalizado em Pernambuco entre as RTOs de 2019 e 2025.

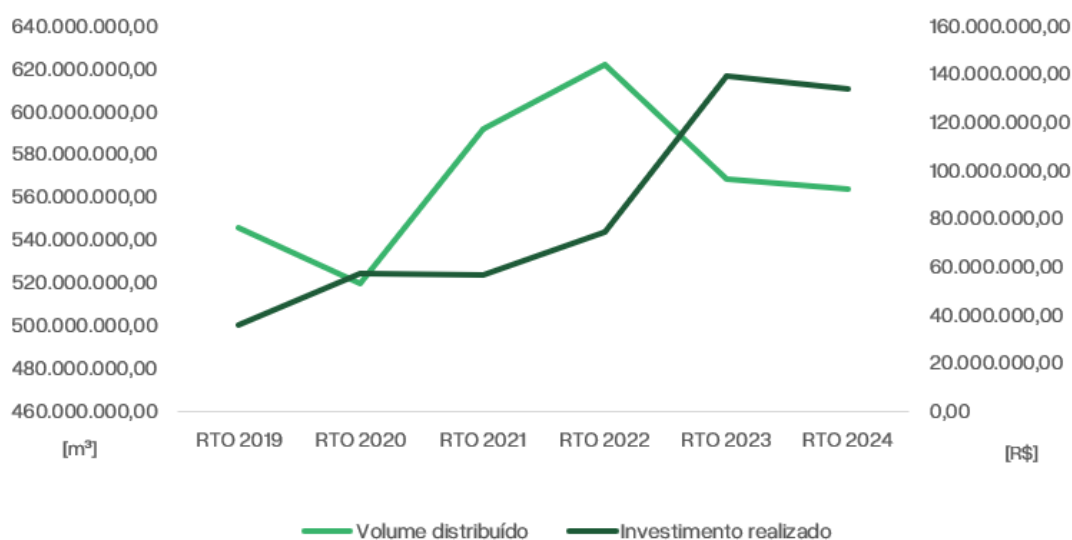


Fonte: elaboração própria.

Ainda que inferior à margem pleiteada pela concessionária – de 0,6961 R\$/m³, o que representaria um aumento superior a 65% nas tarifas de distribuição –, o valor proposto pela ARPE também tende a produzir impacto significativo sobre a concessão. Para além do efeito imediato nas tarifas dos consumidores, um reajuste dessa magnitude no ciclo tarifário de 2025/2026, precedido por um aumento de 25% já implementado no ciclo anterior (2024/2025), indica um sinal de desequilíbrio econômico-financeiro na concessão em desfavor dos consumidores.

Pelo segundo ano consecutivo, a agência reguladora aprova e propõe aumento nos custos operacionais e nos investimentos que elevam a margem de distribuição, sem que seja verificada a contrapartida do desenvolvimento da demanda na concessão. Conforme apresentado pela própria ARPE, a cada ciclo tarifário a Copergás obtém autorização para realizar investimentos crescentes, ao passo que **o volume de gás movimentado pela concessionária segue trajetória persistentemente decrescente**. A Figura 2, abaixo, ilustra essa tendência, comparando o comportamento dos investimentos e do volume do mercado não térmico entre as RTOs de 2019 e 2024. Na comparação gráfica, **a trajetória oposta entre investimentos e volume distribuído é nítida**.

Figura 2 – Comparativo entre investimentos e volumes realizados entre as RTOs de 2019 e 2024.



Fonte: elaboração própria com dados apresentados na Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025.

Esse descompasso explica, em grande medida, os aumentos recorrentes da margem de distribuição observados em Pernambuco. Como destacado na Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025, **os investimentos em expansão realizados pela Copergás não têm sido acompanhados por um incremento correspondente na**

demanda. A queda acentuada do consumo entre 2022 e 2023, seguida de nova redução em 2024, reforça o **cenário de retração de mercado**. Sobre esse ponto, a própria agência conclui:

Nota-se, portanto, que num cenário de retração de mercado, **deve-se ter prudência quanto aos recursos destinados a ativos de expansão**, tendo em vista que oneram o custo do serviço. Nesse sentido, entende-se que **os resultados dos últimos exercícios podem indicar o momento de repensar a estratégia de expansão da Concessionária** ou comunicá-la de uma melhor forma, tendo em vista aproximar a contrapartida da expansão com a ampliação do consumo. [g.n.].

O movimento oposto entre o crescimento dos investimentos e a retração do volume distribuído caracteriza um fenômeno econômico conhecido como “espiral da morte”. Essa dinâmica ocorre quando os custos são ampliados sem a devida contrapartida de crescimento da demanda, pressionando a margem de distribuição. O aumento da margem, por sua vez, eleva as tarifas de gás, reduz a competitividade e estimula a redução do consumo, levando parte dos consumidores a abandonar a concessão. A queda adicional de demanda, então, exige novas recomposições tarifárias, **retroalimentando o ciclo vicioso de aumento de custos e redução de mercado**.

No caso da Copergás, esse risco já se apresenta de forma concreta. Conforme os dados apresentados na RTO 2025, a concessionária **projeta uma perda de aproximadamente 22% da demanda entre o ciclo tarifário anterior e este**. Ao mesmo tempo, os custos de capital, operacionais e de depreciação permanecem praticamente estáveis, o que reforça a hipótese de que a concessão pode já estar inserida em uma trajetória típica de **destruição de demanda**.

Diante desse cenário, **a reavaliação dos investimentos e custos operacionais previstos torna-se medida mandatária**, a fim de reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro e conter o avanço desse ciclo vicioso. A prudência é, portanto, indispensável neste momento, especialmente quanto à aprovação de novos investimentos em expansão e à compatibilização dos investimentos com a real evolução da demanda no estado.

Nesse sentido, é certo que a intervenção do Poder Concedente e do regulador é necessária para redirecionar a concessão ao equilíbrio tarifário e de demanda. O contrato de concessão da Copergás, firmado em 1992, encontra-se em desacordo com a realidade econômica atual. Celebrado em um contexto de hiperinflação, o instrumento contratual estabelece taxas de remuneração incompatíveis com a realidade do mercado de gás após 30 anos. Concebido para um cenário de alto risco, o modelo passou a representar um incentivo à ineficiência e incentivo oposto à modicidade tarifária apregoada pelo próprio instrumento.

Conforme evidenciado na Nota Técnica DEF/CTEEF n. 14/2025, a própria agência reguladora reconhece que o descompasso entre as taxas de remuneração de 20% frente ao cenário econômico atual acaba por atuar como “força oposta à busca pela eficiência dos gastos e à modicidade tarifária”.

Nessa questão, a ABRACE reconhece e apoia a posição da ARPE, que já vem apontando esse descompasso em documentos técnicos recentes. No entanto, **é fundamental que a agência avance na articulação com o Poder Concedente, a fim de viabilizar a revisão do contrato de concessão por meio de aditivo contratual.** Essa medida é essencial para adequar as condições de remuneração aos parâmetros econômicos atuais e, de forma coordenada, reavaliar o plano de investimentos e de custos operacionais da Copergás, compatibilizando-o com a real evolução da demanda. Somente com essa readequação conjunta será possível promover maior eficiência, preservar a modicidade tarifária e restabelecer a sustentabilidade econômica da concessão.

Outra iniciativa necessária para reverter o atual quadro é o incentivo ao desenvolvimento do mercado livre de gás natural em Pernambuco. Para isso, é fundamental que sejam regulamentados o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A regulamentação desses instrumentos é essencial para que os potenciais usuários livres do estado encontrem condições favoráveis à migração e à permanência no ambiente livre. O mercado livre tem a capacidade de proporcionar aos

consumidores a contratação da molécula em livre concorrência, a preços mais competitivos – o que tende a estimular o aumento da demanda por gás natural.

Se o CUSD a ser implementado for bem estruturado, assegurando flexibilidade na contratação da movimentação do gás, e a TUSD for estabelecida de forma módica e transparente, **o ambiente livre poderá impulsionar o consumo e contribuir diretamente para o reequilíbrio econômico da concessão**, efeito particularmente relevante diante da atual retração do mercado não térmico.

Cabe ressaltar que o aumento previsto para o ciclo tarifário de 2025/2026 pode ser atenuado pelo regulador. A ABRACE Energia traz considerações sobre os volumes considerados e as rubricas que compõem o custo de capital e os custos operacionais. Para mais, esta associação traz ponderações sobre o histórico de glosas e valores realizados apresentados na RTO 2025, bem como sua posição sobre o procedimento de regulamentação do ajuste e o pleito da Copergás a respeito da TUSD para o mercado livre.

Volume

No ciclo 2024/2025, esta agência reguladora aprovou uma margem de distribuição de R\$ 0,4213/m³. Ressalta-se que esse valor foi apresentado pela Copergás após a reavaliação da Melhor Previsão Atualizada (MPA) do volume, que passou a ser de 583.162.923,37 m³. A concessionária, na ocasião, solicitou a utilização de 100% da MPA como variável “V” no cálculo da margem regulatória.

No entanto, neste ciclo, tanto a concessionária quanto a ARPE optaram por manter 80% da MPA como variável “V”. Essa decisão, combinada à redução do volume projetado de vendas, exerce pressão adicional sobre a margem de distribuição, uma vez que uma base volumétrica menor tende a elevar seu valor unitário.

A manutenção do percentual de 80% gera um aumento artificial da margem, que não decorre de variações reais de custos, mas sim de uma alteração

metodológica que reduz o denominador do cálculo tarifário. Por essa razão, a **utilização de 100% da MPA como variável “V” se mostra mais adequada**, garantindo consistência metodológica e evitando que mudanças de critérios resultem em aumentos tarifários injustificados.

É importante lembrar que, no ciclo anterior, a aplicação de 100% beneficiou a concessionária em um cenário de queda da demanda. Portanto, manter a coerência metodológica neste ciclo é fundamental para que a variação da margem reflita apenas alterações efetivas de custos e volumes, sem o efeito artificial da variável “V”.

Vale destacar que a adoção imediata de 100% da MPA poderia reduzir a margem de distribuição proposta de R\$ 0,5399/m³ para **R\$ 0,4319/m³, atenuando o reajuste para 2,5%.**

Ademais, não se identifica qualquer impedimento legal ou regulatório para a alteração da variável “V” neste ciclo. Como apontado pela própria Copergás em entendimento apresentado na Nota Técnica DEF/CTEEF nº 06/2025:

A Lei nº 8.987/1995 (Lei das Concessões), em seu artigo 9º, §2º, estabelece que as tarifas devem garantir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão. A adoção de uma margem compatível com os volumes projetados e os custos operacionais assegura a manutenção desse equilíbrio. Além disso, o §3º reforça que as revisões tarifárias devem levar em conta variações nos custos e na qualidade do serviço. A solicitação da adoção de 100% dos volumes atende integralmente a esses critérios, incorporando a realidade operacional da concessionária e a necessidade de viabilizar investimentos para expansão e eficiência.

Dessa forma, sugere-se que seja adotado como variável “V” o volume previsto de **567.239.572 m³.**

Custo de Capital

A ABRACE Energia parabeniza a ARPE pela análise dos investimentos realizada, **especialmente pela glosa de mais de R\$ 22 milhões**, medida de grande

relevância diante do cenário de desequilíbrio da concessão. Essa ação demonstra compromisso com a prudência regulatória e a proteção da concessão.

Entretanto, ainda é necessário **aprimorar o controle sobre os investimentos** aprovados. **Entende-se que a agência poderia reavaliar as rubricas com base na expansão da rede, e não apenas nos valores realizados em 2024.** Destaca-se que limitar a análise aos investimentos realizados no último ano pode distorcer o cálculo, considerando que, conforme já apontado pela própria agência, a concessionária vem historicamente executando investimentos acima do aprovado. Balizar os investimentos pela expansão da rede (km) é prática reconhecida na regulação das concessões de gás canalizado e coerente com o princípio de proporcionalidade do investimento com o desenvolvimento da demanda.

É preciso mencionar que **a própria agência já apontou o descompasso entre os investimentos em expansão e o crescimento da demanda** na Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025. Nesse contexto de queda de 22% na demanda entre os ciclos de 2024/2025 e 2025/2026, **a adoção de uma visão baseada em extensão de rede e demanda capturada se mostra essencial para garantir maior prudência dos investimentos**, evitando riscos excessivos e a oneração das tarifas.

Dessa forma, sugere-se que os investimentos sejam reavaliados considerando sua relação com a expansão do sistema de distribuição e com o potencial de crescimento da demanda.

Custos Operacionais

A ABRACE Energia entende que, assim como os investimentos devem ser criteriosamente avaliados com base na expansão da rede de distribuição e seu potencial de desenvolvimento de demanda, os custos operacionais também devem ser analisados sob critérios coerentes. Em particular, a avaliação dos custos

operacionais deve considerar o número de clientes efetivamente atendidos, de modo a manter consistência entre os recursos alocados e a quantidade de consumidores atendidos pela concessionária. Essa abordagem garante que os custos reflitam a escala e a eficiência do serviço prestado.

Destaca-se que na RTO 2025, a ARPE realizou glosas integrais de diversas rubricas, justificando que determinadas atividades não haviam sido efetivamente realizadas nos últimos anos. As Tabelas 1 e 2 a seguir exemplificam rubricas que foram integralmente desconsideradas com base nesse critério.

Tabela 1 – Despesas dos Custos Operacionais com redução integral na RTO 2025.

Conta	Despesas	Pleito Copergás (R\$)	Análise ARPE (R\$)	Justificativa
509	Desenvolvimento Organizacional	550.500	0	Não realizado em 2024 e sem contrato.
517	Marketing	213.000	0	Aplicado entendimento ARPE
533	Serviço gráfico	94.011	0	Não realizado nos últimos cinco anos.
534	Website	210	0	Não realizado nos últimos cinco anos.
11005	SIPAT	36.500	0	Não realizado nos últimos cinco anos.
81001	Relacionamento com a Comunidade	24.000	0	Não realizado 2024.
81005	Projeto Cuidando do Meio Ambiente Copergás	25.000	0	Não realizado nos últimos cinco anos.

Fonte: Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025¹.

Tabela 2 – Despesas dos Custos Operacionais com redução integral na RTO 2025.

Conta	Despesas	Pleito Copergás (R\$)	Análise ARPE (R\$)	Justificativa
802	Materiais para conversão de usuários	186.533	0	Não houve valor realizado 2023 e 2024.

Fonte: Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025².

Embora a decisão da agência em promover as glosas represente um avanço no controle das rubricas reconhecidas, observa-se que a justificativa adotada se restringiu à não execução das atividades nos anos anteriores, sem considerar a

¹ Originalmente Quadro 7, apresentado na página 33.

² Originalmente Quadro 8, apresentado na página 34.

efetiva relação dessas com o serviço de distribuição. Recomenda-se que futuras **análises de custos operacionais observem não apenas o histórico de execução, mas também a natureza e a finalidade de cada despesa**, de modo a assegurar que apenas aquelas vinculadas à distribuição de gás sejam reconhecidas na base de cálculo da margem.

Adicionalmente, destaca-se que a rubrica Conversão de Usuários (801) **não se configura como um custo operacional**. Entende-se que os custos oriundos da atividade de conversão de instalações (custos de material e contratação) não representam custos que devam ser enquadrados como custo operacional, e, sim, como doações de ativos aos usuários. Para realizar a instalação dos equipamentos necessários à fruição do serviço de distribuição pelos novos clientes, é preciso que a concessionária os adquira e os instale nas novas unidades consumidoras – ações que caracterizam a doação de um bem da concessionária ao cliente. Sendo assim, a conversão se figura como a doação de ativos da concessionária, que não deve ser incluída nos custos operacionais nos grupos de serviços contratados ou de materiais, tampouco considerada no cálculo da margem regulatória em outras rubricas. Esse entendimento é corroborado pelas decisões de supressão dessa mesma rubrica emitidas pela Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul (AGERGS) e pela Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Estado do Ceará (ARCE) em seus processos de RTO 2024.

Ajustes

A ABRACE Energia entende que a decisão da agência de suspender a aplicação da parcela de ajuste até a conclusão de sua regulamentação é correta e coerente. O impacto da redução do volume realizado no ciclo 2024/2025 – 12,96% inferior ao volume projetado – foi relevante para o cálculo do ajuste, e sua aplicação imediata poderia gerar efeitos tarifários desproporcionais.

Assim, é adequado que a ARPE promova o aprofundamento das bases do cálculo da parcela de ajuste no âmbito da normatização do processo de Revisão Tarifária. Ressalta-se que, uma vez concluída a regulamentação, a agência poderá calcular e aplicar retroativamente eventual parcela de ajuste não aplicada no início do ciclo, sem comprometer o equilíbrio da concessionária, que receberia integralmente os valores eventualmente devidos.

Esta associação se coloca à disposição para contribuir tecnicamente com a discussão, colaborando para que a metodologia final assegure transparência e previsibilidade para os agentes.

Tarifa para o Mercado Livre

A ABRACE Energia congratula a ARPE pela decisão de não acatar o pleito da Copergás referente à implementação da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) sem que haja um regulamento específico que discipline sua metodologia de cálculo e aplicação.

A concessionária havia proposto a instituição de uma TUSD composta pela margem de distribuição e por um “fator adicional transitório”, que teria por objetivo “cobrir os custos adicionais e permanentes que recaem sobre a concessionária em decorrência da migração de clientes para esse novo ambiente de contratação”. Ao rejeitar a proposta, a ARPE agiu de forma prudente e aderente aos princípios regulatórios, evocando a Resolução nº 255/2024, a qual estabelece que a TUSD deve ser definida por metodologia devidamente regulamentada.

Ainda que a Lei Estadual nº 15.900/2016 preveja em seu art. 27 que:

§ 2º A TUSD, a ser homologada pela ARPE, terá sua regra de formação igual à das tarifas de fornecimento aplicadas ao mercado cativo, por segmento e/ou subsegmento, adicionando-se o custo de gestão do mercado livre, e com a exclusão do custo médio ponderado do gás e das despesas com as atividades de compra e venda de gás.

a aplicação prática dessa regra depende da **comprovação efetiva dos custos de gestão do mercado livre e da separação contábil dos custos de comercialização ao mercado cativo.**

A ABRACE ressalta que **os custos não podem ser presumidos**, especialmente porque a gestão contratual no ambiente livre é realizada pelo próprio usuário, tanto no âmbito dos contratos de suprimento quanto no âmbito do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD). É preciso lembrar que em Pernambuco, o modelo de CUSD sequer foi discutido, o **que impede a afirmação de que a migração para o mercado livre gerará ônus à concessionária em termos de gestão de programações.** Na prática, quando o CUSD for implementado, a alocação e flexibilização de capacidades serão definidas contratualmente, cabendo ao usuário essa gestão – e não à distribuidora.

Além disso, é importante destacar que, em outros estados, é prática consolidada que a TUSD seja inferior à margem de distribuição, justamente em razão da **exclusão dos custos de comercialização – ponto omitido pela concessionária em seu pleito.**

Dessa forma, a ABRACE reforça seu apoio à decisão da ARPE, que foi técnica, coerente e seguiu o marco regulatório do mercado livre estadual. Recomenda-se, portanto, que a ARPE promova uma consulta pública específica para discutir a metodologia de cálculo e aplicação da TUSD no ambiente livre, de modo a garantir transparência, previsibilidade e ampla participação dos agentes do mercado.

À ARPE – Agência de Regulação de Pernambuco

Assunto: Contribuição da ABRASEL-PE à Revisão Tarifária Ordinária (RTO 2025) da Copergás – Análise da Nota Técnica DEF/CTEEF Nº 14/2025

A Associação Brasileira de Bares e Restaurantes em Pernambuco (ABRASEL-PE), após análise criteriosa da Nota Técnica DEF/CTEEF Nº 14/2025, vem a público reconhecer e parabenizar o rigor técnico desta Agência na condução da Revisão Tarifária Ordinária (RTO 2025) da Copergás.

1. Reconhecimento da Busca por Eficiência e Modicidade Tarifária

Manifestamos nosso apoio aos ajustes promovidos no Custo Operacional (CO), especialmente nas glosas aplicadas a despesas como “Participação nos Resultados/Lucros”, “Patrocínios” e “Eventos de divulgação”. Entendemos que tais itens não devem compor a base tarifária, e a atuação da ARPE confirma seu compromisso com a modicidade e com o uso responsável dos recursos pagos pelos usuários.

2. Preocupação com a Redução do Investimento em Expansão de Rede

Contudo, registramos nossa preocupação com a redução de R\$ 22,2 milhões no investimento previsto para expansão de rede. Embora compreendamos a exclusão de itens não essenciais, defendemos que os recursos destinados à **conexão de novos usuários com potencial comprovado de consumo** sejam preservados.

2.1. Prioridade Estratégica: Alimentação Fora do Lar como vetor de consumo e geração de emprego

O setor de bares, restaurantes e cozinhas profissionais — com mais de **60 mil CNPJs ativos em Pernambuco**, distribuídos por todos os municípios com vocação turística e comercial — representa um dos maiores potenciais de diversificação da base consumidora da concessionária. Cada nova ligação neste segmento **gera emprego imediato, amplia o volume distribuído, dilui custos fixos e contribui para a modicidade tarifária futura**.

3. O Impacto da Redução de Vendas e o Papel dos Novos Clientes

Reconhecemos o alerta da ARPE de que a redução no volume distribuído não pode ser compensada apenas via tarifa. Para mitigar esse risco, é essencial **expandir a rede em direção a segmentos de alta demanda reprimida e rápida ativação de consumo**, como o de alimentação fora do lar, que substitui

de forma imediata fontes energéticas menos eficientes pelo gás canalizado quando há disponibilidade.

4. Solicitação

Diante do exposto, solicitamos que, na reavaliação dos investimentos, sejam **preservados e priorizados os projetos de expansão voltados para áreas com alta concentração de estabelecimentos comerciais e gastronômicos**, garantindo que a política de investimento resulte em **crescimento sustentável, geração de emprego e modicidade tarifária de longo prazo**.

A Abrasel-PE coloca-se à disposição para colaborar tecnicamente com o mapeamento de polos gastronômicos e comerciais em Pernambuco, contribuindo com informações que possam apoiar a Copergás e esta Agência na priorização de áreas de maior impacto socioeconômico.

Respeitosamente,

Antônio Sousa

Presidente - Abrasel em Pernambuco

Consulta Pública nº 04/2025

São Paulo, 15 de outubro de 2025

À: **Agência de Regulação de Pernambuco – ARPE**

Referência: Consulta Pública nº 04/2025

Prezados(as) Reguladores(as),

A Associação Brasileira do Biogás (ABiogás) foi criada em 2013 para representar os setores de biogás e biometano, fontes de energia sólidas e abundantes. A Associação congrega cerca de 150 (cento e cinquenta) empresas integrantes da cadeia de valor do biogás e biometano e tem como principal objetivo trabalhar em prol da inserção, consolidação e sustentabilidade desse recurso estratégico na matriz energética brasileira. Ao longo dessa última década, atuamos como um canal de diálogo dos associados com stakeholders públicos e privados, inclusive governos estaduais e federal, autarquias, posicionando o biogás e o biometano como vetores de transição energética do Brasil, valorizando seus atributos e promovendo acesso ao mercado.

Na qualidade de representante do setor, vem apresentar sua perspectiva sobre a Revisão Tarifária Ordinária (RTO 2025) da Copergás.

A ABiogás tem trilhado um caminho para reforçar junto à sociedade brasileira que temos uma fonte madura e versátil, que não apenas ajudam a reduzir as emissões de gases de efeito estufa, mas também promovem um ciclo de desenvolvimento econômico e social, gerando empregos e contribuindo para a independência energética.

Sabemos que a Copergás tem como uma de suas fontes de suprimento um contrato para fornecimento de biometano a ser injetado em sua malha de distribuição, ainda este ano, de um volume de biometano significativo oriundo de uma fonte de resíduos sólidos.

Trata-se de um projeto relevante em escala, podendo atingir o volume de 130 mil metros cúbicos por dia de um energético renovável que terá impacto positivo no meio ambiente na redução das emissões de gases de efeito estufa e não redução de particulados se aplicado principalmente no transporte urbano.

Entretanto como representante do setor que busca a valorização do biometano considerando seus atributos entendemos a importância para Estado de Pernambuco


em possuir uma resolução para a comercialização do biometano moderna, flexível e abrangente para permitir que todos os atributos deste energético renovável seja totalmente explorado para atender a sociedade e os benefícios a serem gerados ao meio ambiente.

Um Estado sem uma resolução para comercialização não promove o desenvolvimento das iniciativas para o desenvolvimento da produção desta fonte de suprimento de energético renovável, afasta o interesse dos interessados na obtenção deste energético para efeitos de compensações ambientais, não amplia a capacidade do Estado em atrair investimentos beneficiados pelos incentivos já criados pelos órgãos federais, não cria novos empregos e conseqüentemente afasta a possibilidade do Estado em ampliar sua arrecadação.

Nossa recomendação, portanto, é para que a ARPE construa e aprove uma resolução para comercialização de biometano para que ele seja injetado na rede de distribuição da Copergás, que é a forma mais eficiente, segura e econômica para sua distribuição e estabeleça um arcabouço moderno e flexível para que a concessionária consiga atender ao mercado que busca soluções ambientais efetivas.

A ABiogás se coloca como parceira neste diálogo, disposta a compartilhar informações para auxiliar a ARPE na elaboração de uma resolução para a comercialização do biometano que contribua forma efetiva para o desenvolvimento de Pernambuco.

Cordialmente,



Tiago Santovito

Diretor Executivo da ABiogás

Recife, 15 de outubro de 2025

À ARPE - Agência de Regulação de Pernambuco

Assunto: Posicionamento da ADEMI-PE sobre a RTO 2025 e o papel estratégico da expansão da rede de gás para o futuro de Pernambuco

Prezados(as) Reguladores(as),

A Associação das Empresas do Mercado Imobiliário de Pernambuco (ADEMI-PE), com 49 anos de atuação como representante das principais empresas incorporadoras e construtoras do nosso Estado, através de seu Presidente abaixo assinado, vem, respeitosamente, apresentar a nossa manifestação acerca da Revisão Tarifária Ordinária (RTO 2025) da Copergás, a partir da criteriosa análise exposta na Nota Técnica DEF/CTEEF N° 14/2025.

Inicialmente, queremos enaltecer o zelo desta Agência pela eficiência e pela proteção dos consumidores, claramente demonstrado nos ajustes ao Custo Operacional da concessionária.

Nesse sentido, apoiamos integralmente a remoção de despesas que não se revertem em serviço, pois compreendemos que a sustentabilidade da infraestrutura passa, necessariamente, por uma gestão de custos rigorosa e transparente.

É com essa mesma visão de futuro e sustentabilidade que gostaríamos de ponderar sobre o impacto dos cortes no plano de investimentos.

Para o nosso setor, a expansão da rede de gás canalizado demonstra-se como uma das principais vias para o desenvolvimento urbano planejado.

A previsibilidade no avanço dessa infraestrutura é o que permite a concepção de projetos imobiliários inovadores, seguros e alinhados às expectativas da sociedade.

A redução no ritmo de investimentos, portanto, não é apenas um número no balanço, mas um fator que pode gerar incerteza e retardar o dinamismo econômico de novas áreas da nossa região.

A Nota Técnica identifica, com precisão, uma tendência de contração em segmentos do mercado cativo.

O setor imobiliário é, por natureza, o grande vetor de expansão e consolidação da demanda por gás natural, atuando como a solução estratégica para este desafio.

Cada novo empreendimento, residencial ou comercial, construídos pelas nossas associadas representa a criação de uma demanda concentrada, planejada e de longo prazo, que se integrará à base de clientes da Copergás por décadas.

Encaramos isso como um círculo virtuoso: o investimento na rede viabiliza os projetos das associadas; esses projetos, por sua vez, entregam centenas de novos clientes à concessionária, diluindo seus custos fixos e fortalecendo o sistema como um todo.

Frear o investimento em infraestrutura é arriscar a quebra deste ciclo, postergando o desenvolvimento que beneficia toda a cadeia produtiva da construção civil e a economia pernambucana.

Nossa recomendação, portanto, é que a análise dos investimentos transcenda a ótica puramente contábil e seja vista como um elemento estratégico para o crescimento do Estado.

Ante o exposto, vimos, respeitosamente, apresentar nossa sugestão para que se proceda com uma reavaliação, na qual, sem abrir mão da eficiência, proteja os recursos essenciais à expansão da malha de distribuição para as novas fronteiras de urbanização.

A ADEMI-PE se coloca como parceira neste diálogo, disposta a compartilhar dados e projeções de crescimento do nosso setor, de forma a auxiliar a ARPE e a Copergás em um planejamento que impulse, de forma coordenada, a infraestrutura e o desenvolvimento de Pernambuco.

Cordialmente,

RAFAEL TENORIO
SIMOES:0609586
4402

Assinado de forma digital
por RAFAEL TENORIO
SIMOES:06095864402
Dados: 2025.10.15 16:22:56
-03'00'

Associação das Empresas do Mercado Imobiliário de Pernambuco - ADEMI-PE

Rafael Tenório Simões - Presidente

REVISÃO ORDINÁRIA DA MARGEM DE COPERGAS - COMPANHIA PERNAMBUCANA DE GÁS

AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 04/2025

PROCESSO SEI Nº 0007900024.002231/2025-13

Bruno Armbrust

ARM Consultoria

Email: bruno.arm.consultori@outlook.com

Telefone: 21.999.000.900

1. INTRODUÇÃO

Este relatório foi realizado tomando como base a proposta da Copergas e a Nota Técnica da ARPE referentes a Revisão Ordinária da Margem de Distribuição da Copergas.

A análise realizada, tomou como base o Contrato de Concessão firmado pela Copergás com o Governo do Estado de Pernambuco, de forma de garantir a estabilidade regulatória, a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão e a modicidade tarifária.

Nossa análise também procurou verificar a aderência das propostas às condições atuais do mercado de gás e uma visão do papel da concessionária de realizar investimentos no sentido de buscar a massificação do uso do gás canalizado.

Nossas análises buscaram também verificar a aderência das propostas aos preceitos do contrato de concessão e à preservação da segurança jurídica.

O Relatório ARPE apresenta um cálculo da margem bruta da distribuição e está estruturado na avaliação prospectiva dos custos dos serviços, na remuneração e depreciação dos investimentos vinculados aos serviços objeto da concessão, realizados ou a realizar ao longo do ano de referência para cálculo e, finalmente, na projeção dos volumes de gás a serem vendidos durante o ano, segundo o orçamento anual.

2. APLICAÇÃO DO COMPONENTE DE AJUSTE

O relatório da ARPE ressalta que as parcelas de ajustes e de aumento de produtividade, definidas respectivamente nos itens 8.4 e 9 do Anexo I, ainda não possuem fórmulas paramétricas estabelecidas no Contrato.

Como comentado anteriormente, o Contrato de Concessão concede à Concessionária plena autonomia econômica, técnica, administrativa e financeira, para o regular desenvolvimento da atividade concedida.

Consta também em contrato que alterações, sobretudo em aspectos econômicos, devem ser precedidas de ampla discussão prévia, desvinculado de processos tarifários anuais.

O contrato prevê, a parcela de ajustes para compensar diferenças entre os custos reais e estimados. O ajuste, é um instrumento legítimo, expressamente previsto no Contrato de Concessão, e visa o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e está aderente aos preceitos da segurança jurídica. A concessionária vem utilizando o recálculo da margem de distribuição, a partir do cálculo previsto no contrato com dados reais, obtendo a Margem Efetiva, e a compara a Margem Realizada.

Seria importante à ARPE abrir uma consulta pública para estabelecer uma metodologia definitiva. Até lá a ARPE deveria aplicar o ajuste correspondente, assim como foi a prática dos exercícios anteriores (autorização tácita).

A correta aplicação do mecanismo de ajustes, conforme delineado contratualmente, resguarda os princípios da regulação técnica e do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, e garantem a estabilidade jurídica e regulatória assumidos entre as partes contratantes.

3. O QUE DIZ O CONTRATO DE CONCESSÃO

Cabe se faz importante destacar alguns trechos constantes do Contrato de Concessão, importantes para melhor compreensão de nossa análise.

Cláusula Quinta - Obrigações da Concessionária

5.1 – Realizar os investimentos necessários à prestação do serviço concedido de forma a atender a demanda, nos prazos e quantitativos cujos estudos e viabilidade econômica justifiquem a rentabilidade dos investimentos realizados, garantindo sempre a segurança e a justa retribuição do capital investido.

5.2 – Prestar serviço adequado na forma prevista neste Contrato e nas normas técnicas aplicáveis;

Cláusula Oitava - Autonomia

8. À Concessionária é concedida plena autonomia econômica, técnica, administrativa e financeira, para o regular desenvolvimento da atividade concedida.

Cláusula Vigésima Primeira – Alterações e Modificações

21. O presente instrumento somente será alterado ou modificado por escrito, atendidas as formalidades legais.

Adicionalmente, vale destacar que ao final do prazo da concessão, salvo a hipótese de renovação com o concessionário, os bens voltam ao Estado, realizadas as devidas indenizações, razão pela qual, o Estado deve zelar para que o Concessionário realize a expansão dos serviços de forma a gerar valor para a concessão.

O valor da concessão além do aumento de seus ativos e da cobertura dos serviços, se dá pela preservação permanente da segurança jurídica e dos direitos da concessionária.

4. SITUAÇÃO ATUAL DA CONCESSÃO NO ESTADO

A Concessão de Distribuição de Gás Natural ainda se encontra num estágio de pouca massificação e universalização dos serviços. Ao contrário de Estados com São Paulo e Rio de Janeiro, onde as concessionárias superam mais de um século de serviços, no Estado de Pernambuco a cultura do uso do gás canalizado ainda é incipiente o que exige uma maior atenção do regulador quanto ao apoio à concessionária nas políticas de expansão, com também, quanto as incertezas futuras do mercado.

No atual estágio na concessão em Pernambuco, com o grande mercado ainda por saturar como será demonstrado mais adiante nesse relatório, o regulador deve ter uma visão prospectiva quanto ao custeio como um todo e o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. A receita requerida deve, portanto, deve ser aprovada principalmente olhando para os custos necessários para a realização dos planos de expansão e da modernização e melhoria contínua dos serviços da concessionária.

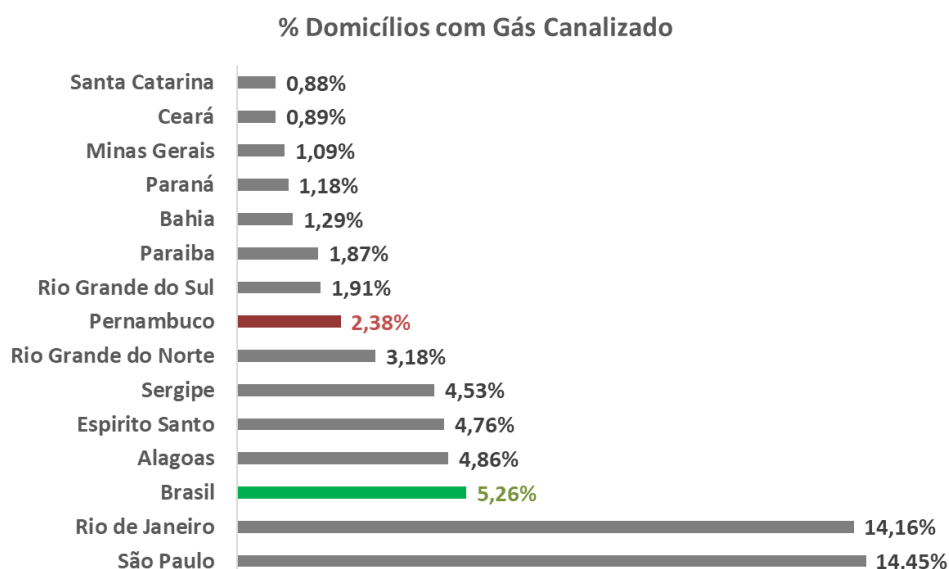
D mesma forma, a estabilidade regulatória e o fiel cumprimento de cláusulas contratuais é fator fundamental e não é recomendável a alteração de parâmetros regulatórios e a introdução de metodologia diferente das que vem sendo utilizadas que possam colocar em risco o equilíbrio econômico-financeiro, a estabilidade da concessão, provocando o desestímulo a novos investimentos.

O regulador deve, portanto, manter os parâmetros que vêm sendo utilizados para apuração da receita requerida, considerando a soma dos componentes de custos efetivamente realizados, em conformidade com as condições dispostas no Contrato de Concessão.

5. POTENCIAL DE EXPANSÃO – CONSUMIDORES E VENDAS

O país tem aproximadamente 90 milhões de domicílios e atualmente cerca de 4,8 milhões destes domicílios recebem serviços de gás canalizado representando cerca de 5,3% de domicílios no país que recebem os serviços de gás canalizado.

O Estado de Pernambuco se situa abaixo da média país, 2,38% de penetração no total de domicílios, abaixo da média dos Estados de Sergipe, RGN e Alagoas, e da média país, demonstrando que a Copergás ainda tem um grande espaço para massificação e ampliação dos serviços de gás canalizado.



Em relação a outros serviços, o uso do gás canalizado também está muito aquém de domicílios com fornecimento de água canalizada (50%), Energia Elétrica (99%) e Internet e banda larga (88%) o que indica um potencial importante de mercado para o gás canalizado.

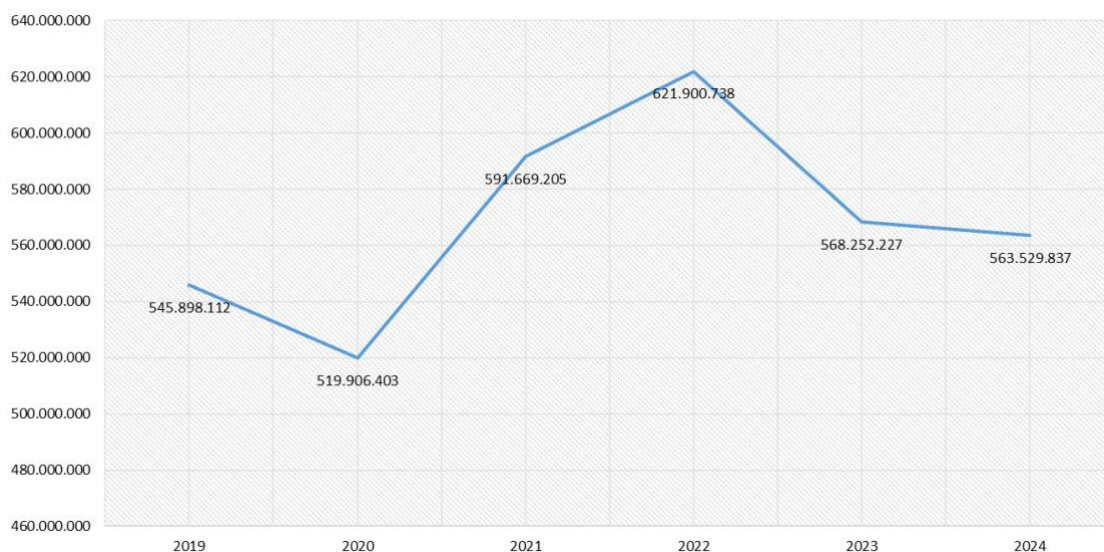
Tomando por base o percentual atual do Estado de Alagoas, a Copergás deveria pelo menos alcançar facilmente o dobro dos clientes atuais.

Para tanto, a ARPE deveria aprovar a proposta da Copergas no que diz respeito a gastos de comercialização, marketing, bem como, construção de instalações internas, conversão de aparelhos, sendo que esses dois últimos, poderiam ser contabilizados como gasto diferido e amortizado a 10 anos, igualmente os investimentos, com benefício à modicidade tarifária e a expansão dos serviços.

O relatório da ARPE, no que se refere ao crescimento de demanda x investimentos, realiza algumas considerações que destacamos a seguir:

- *Foram analisados três elementos correlatos: volume realizado; receita líquida; e, investimentos autorizados e realizados.*
- *Para análise das receitas e dos volumes de vendas da Copergás no mercado cativo não térmico observou-se o período de 2019 a 2024, onde a ARPE observa que receita de vendas de 2023 e 2024 foram inferiores ao ano de 2022.*
- *A ARPE ressalta ainda que o volume realizado pela Copergás no período de 2019 a 2024, tem valores decrescentes para os anos de 2023 e 2024 concluindo que existe uma tendência de contração do mercado.*

- A Copergás confirmou tal tendência, mas justifica por diversos fatores como a perda de incentivos fiscais para consumidores industriais, e a ampliação da oferta de energia elétrica a menor custo.
- A ARPE levanta uma preocupação para o aumento dos investimentos enquanto os volumes e a receita líquida apresentam queda em relação aos dois últimos anos anteriores.
- Que o volume de gás distribuído caiu nos últimos dois anos, conforme demonstrado no quadro abaixo, mesmo com o crescimento da carteira de clientes da Copergás.



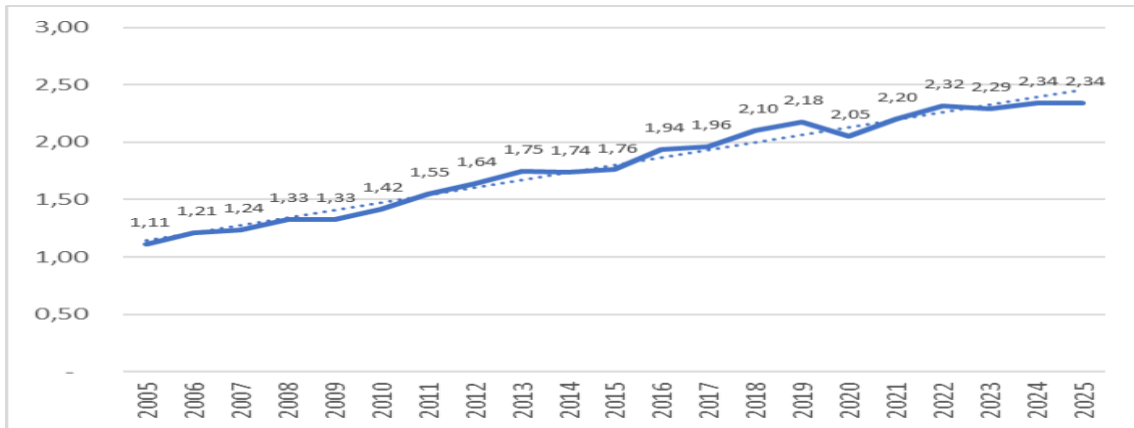
Procuramos analisar os aspectos expostos pela ARPE e para uma melhor compreensão foi necessário colocar tais aspectos dentro de um contexto mais amplo.

Em primeiro lugar, cabe observar que esse movimento vem sendo observado no país, onde a exceção dos mercados de menor consumo (residência e comercial – Quadro 1), todos os demais mercados, vem apresentando um declínio na última década, ao contrário da Copergás que apresentou um crescimento global de 2020 a para 2024 de 8,4% com pico de 20%.

Portanto a Copergás destoa da média nacional, apresentando um crescimento acima da média.

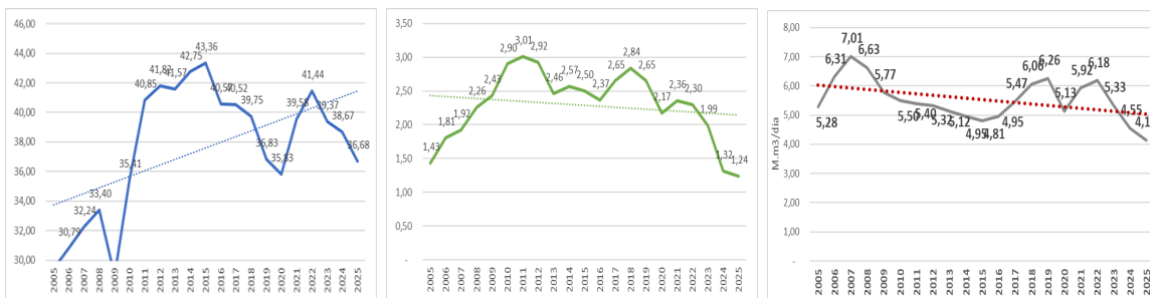
Gráficos com a evolução do mercado de gás natural no país nas últimas 2 décadas

Quadro 1 – evolução consumo residencial e comercial:

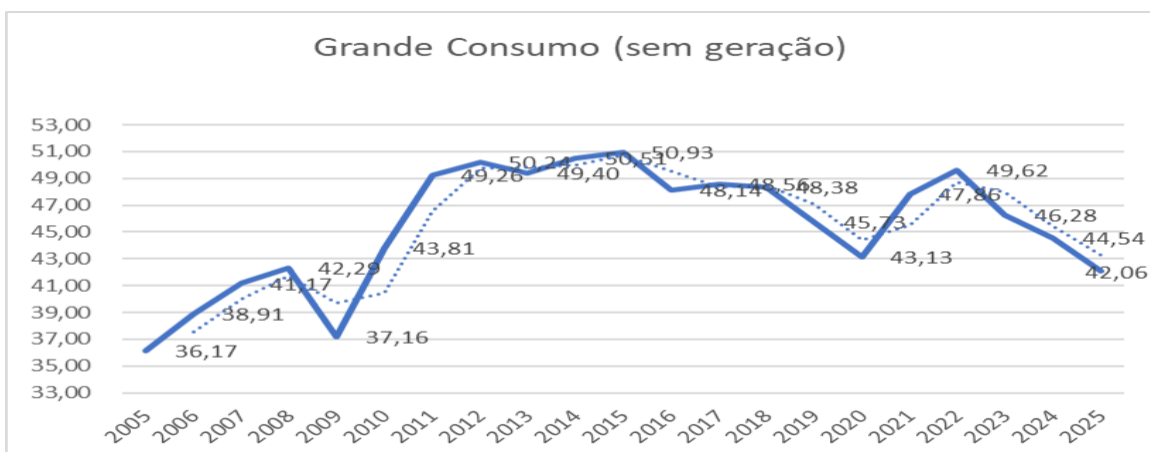


Crescimento da demanda residencial e comercial decorrente da atividade comercial das distribuidoras, melhor competitividade e atributo de segurança e comodidade. Nesses segmentos o custo do gás + transporte tem menor peso na formação da tarifa

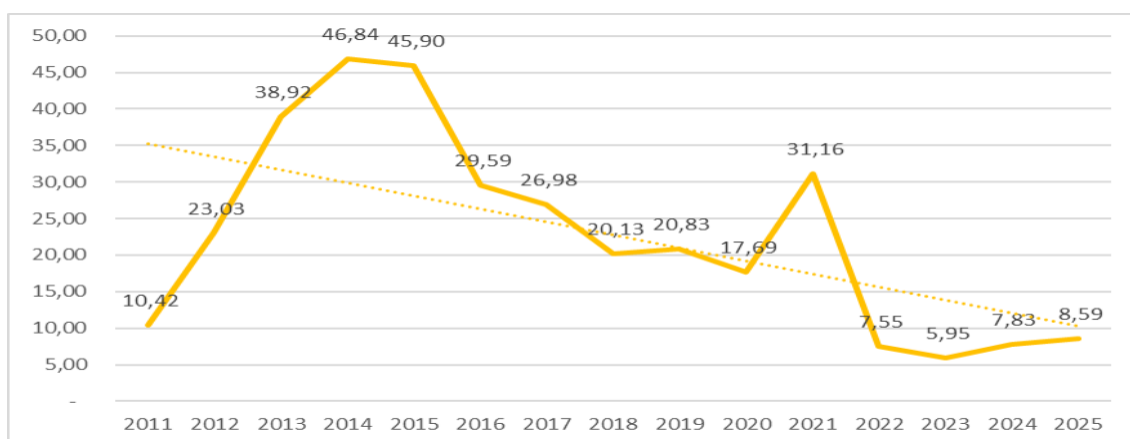
Quadro 2 – evolução consumo dos mercados industrial, cogeração e GNV:



Quadro 3 – evolução consumo convencional global:



Quadro 4 – evolução consumo geração:



Observando os quadros acima se percebe um claro declínio dos mercados de maior consumo decorrentes dos seguintes aspectos:

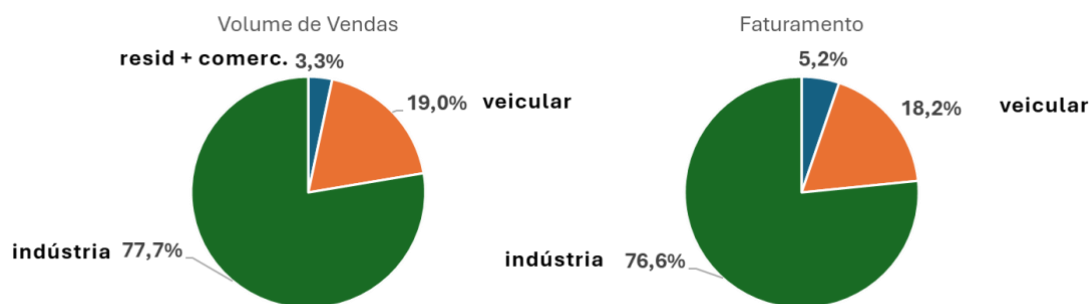
- Industrial - competitividade do gás, biomassa, competitividade com mercado externo (menor custo de produção em outros países ex: petroquímico).
- Cogeração - crescimento rápido das fontes renováveis.
- Veicular - perda da competitividade do gás, incentivos aos veículos elétricos (IPVA zero carros elétricos), mudanças tributárias.
- Geração - Crescimento rápido das fontes renováveis e da geração fora da malha

No caso da demanda de geração onde o gás não é competitivo com as fontes renováveis que seguirão crescendo, e com a geração cada vez maior fora da malha pela flexibilidade do GNL.

No caso dos demais mercados, a situação pode ser revertida com uma mudança da competitividade do gás que pode ocorrer gradativamente a partir da redução do custo do gás no city gate por redução das tarifas de transporte e maior concorrência do lado da molécula.

Outro aspecto importante a ser destacado, no que se refere a política de expansão da Copergas no longo prazo, é o fato dela ainda estar muito concentrada no mercado industrial. Para a Copergas alcançar um portfólio mais equilibrado, ela deveria, considerando o potencial de mercado supramencionado, ela deveria manter um nível importante de investimentos na expansão.

No quadro a seguir, é possível identificar que a expansão nos mercados de pequeno consumo possibilitará, no médio e longo prazo, um melhor equilíbrio no faturamento global, aumentando o peso dos mercados residencial e comercial. Atualmente, apesar de ter uma participação de 3,3% no volume de vendas o peso desses mercados no faturamento é de 5,2%.



Considerando todos os aspectos anteriormente mencionados, um ponto que chama a atenção no relatório da ARPE, é a proposta de glosa do investimento no projeto Petrolina Fase III por não ter a correspondente autorização deveria ser revisto pela ARPE.

A expansão da distribuição de gás canalizado tem por características a necessidade de continua expansão, em especial, em zonas ainda com potencial. A universalização e a massificação dos serviços devem ser continua, caso contrário, a potencial carteira de captação comercial se vê reduzida, e a concessionária não consegue manter o ritmo da atividade, tendo que reduzir suas equipes internas e externas.

A ARPE deveria dar uma certa flexibilidade para garantir a autonomia da concessionária para manter um ritmo constante de expansão o que confere maior eficiência da concessionária e a continuidade do desenvolvimento da expansão e geração de empregos e pagamento de tributos.

6. GASTOS EM GERAL

6.1. O&M E G&A

O Contrato de concessão, em sua cláusula oitava, estabelece que a concessionária tem autonomia econômica, técnica, administrativa e financeira, para o regular desenvolvimento da atividade concedida, atribuindo à concessionária a autonomia de estabelecer suas políticas de recursos humanos.

Observando as rubricas da proposta da concessionária, se identifica práticas comuns a empresas que desenvolvem atividades semelhantes. Cabe observar que a partir da abertura do mercado de gás houve um aumento da demanda por profissionais dessa área e a Copergas deve manter políticas que permitem reter seus funcionários, e a política de benefícios é fundamental para isso. A perda de um funcionário, significará a perda de horas de treinamento e de experiencia.

Dessa forma somos de opinião que a ARPE deveria reconhecer as políticas de recursos humanos da concessionária, para uma melhor dinâmica nas atividades da empresa concessionária, tais como: Participação nos Resultados - PLR, Comissões

Comerciais por resultado na captação de clientes, despesas de MKT e promoção dos produtos, e divulgação institucional.

A gestão estratégica da concessionária, num mercado concorrencial como é o caso da distribuição de gás natural, onde existe a concorrência dos líquidos, biomassa, GLP, EE, dentre outros, confere eficiência e permite aos consumidores terem maior conhecimento da empresa e dos produtos.

Um modelo de retribuição aos funcionários atrelada ao cumprimento de metas e resultados previamente definidos, é prática internacional e já se demonstrou a mais efetiva para remuneração dos empregados.

Trata-se, portanto, de um instrumento de gestão indiscutível, que oferece múltiplos benefícios, como motivação, melhoria do clima organizacional, retenção e atração de talentos.

A adequada alocação de custos com participação nos resultados e comissões por resultados comerciais, deve ser reconhecida como uma prática legítima e estratégica no âmbito regulatório.

Outras glosas realizadas pela ARPE deveriam ser discutidas com a concessionária, de forma a identificar aqueles que poderiam prejudicar a expansão e a massificação do uso do gás.

6.2. GASTOS ASSOCIADOS AO MERCADO LIVRE

A Copergás no item 7 da Nota Técnica nº 004/2025, apresentou seu entendimento acerca do serviço de distribuição no âmbito do Mercado Livre, com destaque aos desafios e às despesas relacionadas, apresentando proposta de fator transitório para composição da Tarifa de Utilização dos Serviços de Distribuição (TUSD).

Contudo, a ARPE considerou ser necessário ampliar o debate e os estudos de modo a fundamentar a estruturação tarifária do mercado livre por meio de normatização que permita a um ambiente de imaturidade seu desenvolvimento sob os pilares do equilíbrio, isonomia, modicidade, transparência e segurança jurídica.

Face ao exposto pela ARPE em seu relatório, procuramos a seguir realizar uma análise mais pormenorizada da abertura do mercado livre no Brasil e seus desafios.

No quadro a seguir se observa uma clara distinção entre as atividades com característica de monopólio natural e sujeita a condições de mercado. A abertura do mercado de gás visa o conceder a separação dessas atividades para aumentar a concorrência e a eficiência, ocorre que no Brasil, a Lei 14.134/2021- Lei do Gás, não introduziu os elementos necessários que permitisse a correta e efetiva abertura e reorganização do novo mercado de gás.



Nos processos de abertura do mercado de gás ocorridos, como por exemplo na União Europeia, que se iniciou com a diretiva 98/30/CEE que estabeleceu as normas comuns para o mercado interno de gás natural, os grupos que operavam as atividades de distribuição de gás canalizado foram obrigados a realizar a separação societária (unbundling) entre a atividade de distribuição e comercialização.

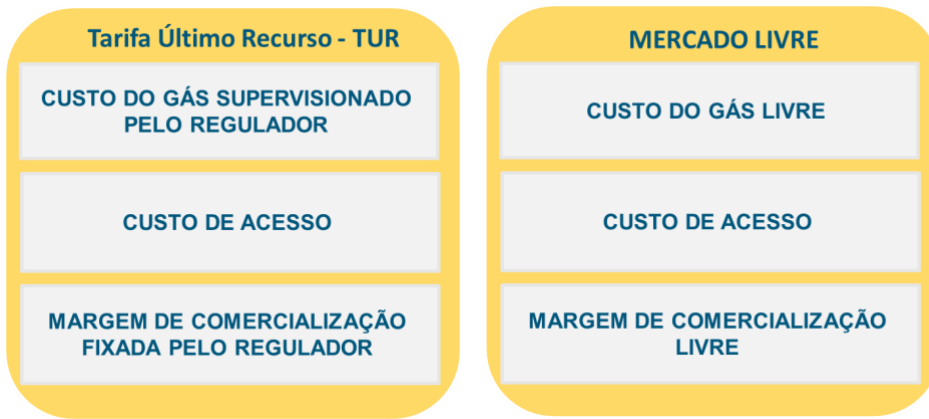
Dessa forma, todos os consumidores passaram a ter um vínculo comercial com a comercializadora. A distribuidora ficou responsável exclusivamente pela movimentação, operação e manutenção das redes.

A comercializadora oriunda dessa separação foi designada como Comercializadora de Último Recurso – CUR e todos os consumidores passaram a poder eleger seu comercializador. Numa 2ª etapa, foi obrigatório a utilização de nomes distintos para as sociedades de Distribuição e de Comercialização oriundas de um mesmo Grupo verticalmente integrado.

Dessa forma o mercado ficou organizado em: i. Distribuidora regulada, ii. Comercializadora de Último Recurso – TUR, e iii. Comercializadora para o Mercado Livre (não regulada).

Com a transferência de todos os consumidores da distribuidora para a comercializadora, ocorreu uma repartição de custos e de riscos o que não existiu no modelo de abertura do mercado de gás brasileiro onde as distribuidoras, apesar de alguns grandes clientes terem migrado ao mercado livre, a quase totalidade permaneceu na distribuidora.

No mercado livre, os preços de venda do gás natural são livremente acordados entre o consumidor e o comercializador como demonstrado no esquema abaixo.



Outro aspecto que trouxe uma maior complexidade para a distribuição em algumas regulações estaduais, foi a possibilidade do consumidor parcialmente livre, ou a possibilidade de qualquer consumidor em poder retornar ao mercado cativo.

A distribuidora, portanto, manteve praticamente, todos os gastos do mercado cativo e ainda introduziu alguns elementos de custos de gestão para o mercado livre, como por exemplo, a gestão de medição, conciliação de dados, análise de risco e atendimento regulatório, a migração de consumidores para o mercado livre gera custos adicionais e ampliam as responsabilidades e atividades da distribuidora.

No modelo visto nas boas práticas internacionais, é a Comercializadora que tem a gestão integral do consumidor final, negociando com a distribuidora e a transportadora a movimentação do gás. A distribuidora deixa de ter qualquer relação com o consumidor final.

Outro aspecto que nos diferencia e impacta em custos adicionais para a distribuidora, é a negociação de contratos de movimentação e a ausência de contratos padronizados.

Portanto, o modelo de liberalização brasileiro, embora mitigue os custos de take or pay dos consumidores que migram ao mercado livre, tornou a gestão dessa operação mais complexa e manteve todos os custos anteriores do mercado cativo.

O regulador, deve avaliar os novos custos efetivamente necessários a serem incluídos na margem de distribuição para o mercado livre evitando-se onerar o mercado cativo procurando estabelecer uma estrutura tarifária específica e segregada, à medida que o ambiente regulatório estadual evolua e permita a mensuração objetiva dos custos regulatórios preservando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

7. COMETÁRIOS FINAIS E RECOMENDAÇÕES

Nossa contribuição no processo de revisão das tarifas da Copergas tem como objetivo, aportar uma visão externa da concessão, de aspectos relevantes para o desenvolvimento da concessão, sempre em observância ao contrato de concessão e as normas afetas à atividade.

É recomendado que a ARPE, considere a metodologia de cálculo da Parcela de Ajuste conforme consta na Nota Técnica Copergás nº 04/2025, de forma a preservar o equilíbrio econômico do contrato e a aderência ao contrato de concessão. Para tanto ela deve reconhecer os custos pleiteados pela Copergás, uma vez que partidas são indispensáveis a correta e efetiva O&M dos serviços afetos à concessão.

Todos os custos afetos à regularidade e a qualidade dos serviços devem ser consideradas na composição da margem da concessionária, o que não desobriga a concessionária de buscar maiores níveis de eficiência sempre que se mantenha o equilíbrio econômico-financeiro e a sustentabilidade da expansão.

O modelo tarifário adotado no Contrato de Concessão da Copergás consiste na precificação prospectiva, baseada em valores projetados de custos, remunerados por taxa de serviço e recuperação de investimentos em 10 anos, acrescido de taxa de remuneração.

A discricionariedade do regulador deve ficar circunscrita aos limites permitidos pelo contrato de concessão. Alterações que o regulador ao longo da vida do contrato de concessão entende como pertinentes, devem ser propostos ao poder concedente e esse buscar o melhor entendimento junto ao concessionário de forma a manter a segurança jurídica da concessão.

Importante por último destacar, que no mundo atual, as empresas precisam cada vez mais da digitalização de seus processos, bem como, ter ferramentas de gestão e conhecimento dos clientes, do mercado e dos concorrentes, e dessa forma, seria importante a ARPE, adicionalmente ao seu trabalho de glosa na busca de algumas eficiências, trabalhar junto a concessionária, na proposição da incorporação de gastos e investimentos não previstos, mas que possibilitariam processos mais eficientes, sempre observando a modicidade tarifária.

Cabe ressaltar que a Copergas tem uma das menores margens entre as distribuidoras do país e a 2ª menor na região Nordeste.

Numa atividade concedida, o poder concedente e o regulador, devem buscar apoiar a concessionária de forma a possibilitar aumentar o valor da concessão, e cumprir o seu papel de serviço público como braço do Estado no desenvolvimento econômico e social.

Nos colocamos a disposição dessa ARPE para prestar esclarecimentos adicionais que se façam necessários.

Atenciosamente

Bruno Armbrust

ARM Consultoria

Consultoria voltada para o mercado de energia, com foco em gás. Contamos com profissionais qualificados com grande experiência no setor, em especial, em gestão, regulação, comercialização e O&M.

Bruno Armbrust

- 2019 - atual: Sócio fundador da ARM Consultoria
- 2007 - 2019: Presidente do grupo Naturgy no Brasil
- 2003 - 2007: Presidente do grupo Naturgy na Itália de
- Antes 2003: Ocupou a gerência de Aprovisionamento, Regulação e tarifas e as diretorias Técnica, Planejamento e Novos Negócios, e comercial e serv. a Clientes.
- VP da Assogas – Associação de empresas do setor gasista na Itália
- Pesquisador associado da FGV CERI

À
Agência de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Estado de Pernambuco – ARPE

Assunto: Audiência Pública nº 004/2025 - Revisão da Margem Bruta de Distribuição da Copergás 2025/26

Prezados Senhores,

Visando a legalidade e a ampla participação social nos processos decisórios que impactam diretamente os usuários dos serviços públicos, venho, por meio desta manifestação, registrar **preocupação com o prazo estabelecido para a presente Audiência Pública**, que trata da Revisão Tarifária Ordinária Anual.

O período exíguo de apenas 7 dias para análise e envio de contribuições em uma matéria de tamanha complexidade técnica e relevância social descredibiliza o próprio processo regulatório e enfraquece a imagem institucional do regulador. A limitação de prazo inviabiliza a participação qualificada dos agentes do mercado e da sociedade civil, desrespeitando os princípios da publicidade, eficiência e participação social previstos na Lei nº 13.848/2019. A celeridade, quando dissociada de profundidade e transparência, compromete o dever de garantir decisões pautadas por critérios técnicos, prudentes e equilibrados.

A ritualística solene das consultas e audiências públicas, prevista expressamente nas leis que regem a Administração Pública e o processo regulatório, traduz um instrumento democrático essencial à legitimidade das decisões das agências. A participação popular e dos agentes regulados não é uma formalidade ou mera proforma: é uma exigência legal e condição de validade dos atos do regulador. Ao restringir esse espaço de manifestação a um prazo incompatível com a análise técnica e jurídica necessária, o regulador vulnera o próprio princípio da legalidade e esvazia a função participativa que sustenta a confiança pública na regulação.

A Constituição Federal, em seu artigo 37, caput, consagra o princípio da publicidade e da eficiência, os quais devem nortear os atos da Administração Pública. A Lei nº 13.848/2019, que dispõe sobre a gestão, organização e controle social das agências reguladoras, reforça a necessidade de garantir **transparência e participação efetiva** nos processos regulatórios, especialmente em temas de alta complexidade técnica e relevância social, como é o caso da revisão tarifária.

Dessa forma, **solicita-se a imediata suspensão ou prorrogação do prazo da Audiência Pública nº 004/2025**, por período razoável — **mínimo de 45 dias corridos** — conforme boas práticas regulatórias e precedentes de outras agências reguladoras, a fim de assegurar:

1. Inclusão por esta agência de informações relevantes para avaliação do mercado, tais como plano de investimentos, avaliações sobre a prudência dos investimentos, dentre outros;
2. A adequada análise dos documentos técnicos por parte dos agentes regulados, consumidores e sociedade civil;
3. A elaboração de contribuições qualificadas e fundamentadas;
4. O respeito aos princípios da legalidade, publicidade, eficiência e participação social.

A suspensão/postergação do prazo não apenas reforçará a legitimidade do processo regulatório, como também contribuirá para decisões mais equilibradas e sustentáveis, em consonância com os objetivos da regulação econômica.

A consulta pública é um instrumento essencial para garantir transparência e participação social nas decisões regulatórias. Contudo, o material disponibilizado pela ARPE para a audiência pública apresenta apenas informações básicas sobre os investimentos propostos pela distribuidora, limitando-se ao nome do projeto e ao valor estimado, sem qualquer detalhamento sobre mérito, eficiência ou prudência dos investimentos. Não há justificativas técnicas, análise de alternativas, impactos tarifários ou indicadores de desempenho esperados.

Essa ausência compromete a análise crítica por parte dos agentes regulados e da sociedade, contrariando princípios constitucionais de publicidade e transparência (art. 37 da CF) e boas práticas regulatórias. Essa prática, sem a devida fundamentação técnica e regulatória, potencializa impactos tarifários e gera prejuízos sistêmicos, pois permite a aprovação de investimentos inflacionados sem uma análise criteriosa pelo mercado e pelo regulador. A ausência de justificativas para essa margem compromete os princípios de eficiência e modicidade tarifária, previstos em normas setoriais como a Lei nº 13.848/2019, que trata da governança das agências reguladoras, e regulamentos específicos do setor elétrico que exigem prudência e economicidade nos investimentos.

Diante disso, solicita-se à ARPE que complemente o material divulgado, incluindo estudos técnicos, critérios de eficiência econômica, avaliação de prudência e impactos tarifários, além de estabelecer um padrão mínimo de transparência para futuras consultas, alinhado às melhores práticas regulatórias nacionais e internacionais (OCDE, ANEEL, ANA, ANATEL).

Adicionalmente, manifestamos nossa preocupação com a proposta de margem regulatória de R\$ 0,5399/m³, que representa um aumento de 28% em relação ao ciclo anterior, enquanto a margem pleiteada pela Copergás (R\$ 0,6961/m³) ultrapassaria 65% de reajuste. Mesmo a proposta da ARPE, considerada menos agressiva, impõe impactos significativos aos consumidores, especialmente após um aumento de 25% já implementado no ciclo anterior. Tal escalada tarifária evidencia um desequilíbrio econômico-financeiro na concessão, penalizando os consumidores industriais e comprometendo a competitividade do mercado de gás em Pernambuco.

O aumento indiscriminado da margem bruta, somada à falta de informações detalhadas sobre mérito, eficiência e alternativas, fragiliza o processo regulatório e resulta em distorções significativas na formação das tarifas, prejudicando consumidores e a sustentabilidade do setor. É imprescindível que a ARPE divulgue justificativas técnicas para qualquer acréscimo percentual e submeta tais práticas à análise pública, garantindo transparência e alinhamento às melhores práticas regulatórias nacionais e internacionais.

Ressaltamos, também, a falta de transparência na avaliação dos empreendimentos e ao aumento consecutivo da margem de distribuição, observa-se a aplicação de uma remuneração de 20%, conforme definido no Contrato de Concessão que foi assinado em 1992, em um contexto econômico muito diferente do atual. Esta remuneração é aplicada tanto para investimentos (CAPEX) quanto aos gastos operacionais (OPEX), premiando assim a ineficiência, o que provoca ainda mais relevância na avaliação da eficiência e prudência destes projetos.

Outro ponto relevante identificado no documento é a relação inversa volume x investimento. Os investimentos autorizados pela ARPE seguem trajetória ascendente, enquanto o volume de gás distribuído pela Copergás apresenta queda persistente. Essa tendência caracteriza um ciclo vicioso de aumento de custos sem contrapartida de crescimento da demanda levando ao fenômeno conhecido como “espiral da morte”.

Entendemos que é fundamental reavaliar os investimentos e custos operacionais previstos, compatibilizando-os com a real evolução da demanda e priorizando a eficiência e a modicidade tarifária. A manutenção de percentuais artificiais para o volume considerado no cálculo da margem (como o uso de apenas 80% da MPA) deve ser revista, pois distorce o resultado tarifário e penaliza o consumidor. A adoção de 100% da MPA como variável “V” é medida necessária para garantir consistência metodológica e justiça tarifária.

Além disso, a ATGás parabeniza a ARPE por não acatar o pleito da Copergás de incluir o fator adicional transitório ao mercado livre, sem antes desenvolver um amplo debate e a regulamentação da TUSD e CUSD.

Diante do exposto, a ATGás solicita que a ARPE:

- Amplie os prazos de participação e análise nas audiências públicas, assegurando o direito à manifestação técnica qualificada dos agentes do mercado.
- Reavalie a metodologia de cálculo da margem de distribuição, adotando critérios que reflitam efetivamente os custos e volumes realizados, sem distorções artificiais.
- Promova maior rigor na aprovação de investimentos, vinculando-os à expansão real da rede e ao potencial de crescimento da demanda.
- Priorize a transparência e a previsibilidade regulatória, evitando decisões que comprometam a sustentabilidade econômica da concessão e a competitividade do mercado de gás em Pernambuco.



- Se articule com o Poder Concedente com o objetivo de revisar a taxa de remuneração definida em 20%, de forma a viabilizar a expansão sustentável da rede de distribuição e a modicidade tarifária

Atenciosamente,

Rogério A. Manso da Costa Reis
Presidente Executivo

Contribuição ATGas ARPE docx

Código do documento 5f97ff03-0a4f-4325-8bbc-87c96daf42be



Assinaturas



Rogério Almeida Manso Da Costa Reis
rogeriomanso@atgas.org.br
Assinou

Rogério Almeida Manso da Costa Reis

Eventos do documento

15 Oct 2025, 19:48:51

Documento 5f97ff03-0a4f-4325-8bbc-87c96daf42be **criado** por ROGERIO ALMEIDA MANSO DA COSTA REIS (57b9aa3c-1c1c-4603-9f3b-9de7cac7b442). Email: rogeriomanso@atgas.org.br. - DATE_ATOM: 2025-10-15T19:48:51-03:00

15 Oct 2025, 19:50:45

Assinaturas **iniciadas** por ROGERIO ALMEIDA MANSO DA COSTA REIS (57b9aa3c-1c1c-4603-9f3b-9de7cac7b442). Email: rogeriomanso@atgas.org.br. - DATE_ATOM: 2025-10-15T19:50:45-03:00

15 Oct 2025, 19:51:10

ROGERIO ALMEIDA MANSO DA COSTA REIS **Assinou** (57b9aa3c-1c1c-4603-9f3b-9de7cac7b442) - Email: rogeriomanso@atgas.org.br - IP: 189.60.86.21 (bd3c5615.virtua.com.br porta: 56712) - [Geolocalização: -22.97620779862677 -43.19371507286405](#) - Documento de identificação informado: 599.705.617-15 - DATE_ATOM: 2025-10-15T19:51:10-03:00

Hash do documento original

(SHA256): 058be4c67010707c84ca02835ac8e174c309d68b26962c09388bd842ff830477

(SHA512): 907efaf15f218c9a6c19b35e62e80d11106a22898c37957a593c49efceebbe5c6b46da15e8d16cbe4262fc9857016ca3d095b097b44b9775ce45f31209846d54

Esse log pertence **única e exclusivamente** aos documentos de HASH acima



Esse documento está assinado e certificado pela D4Sign

Integridade certificada no padrão ICP-BRASIL

Assinaturas eletrônicas e físicas têm igual validade legal, conforme **MP 2.200-2/2001** e **Lei 14.063/2020**.



www.aurumenergia.com.br
contato@aurumenergia.com.br
+55 21 99353 6591
CNPJ 17.551.500/0001-14

Av. das Américas, 4200
Bloco 4, Sala 116
CEP 22640-102
Barra da Tijuca, Rio de Janeiro - RJ

www.futuretank.com.br
comercial@futuretank.com.br
+55 21 97219 9537
CNPJ 04.471.750/0001-00

Rua México, 31
Sala 1501
CEP 20031-904
Centro, Rio de Janeiro - RJ



NOTA TÉCNICA

CONTRIBUIÇÕES À CONSULTA PÚBLICA E AUDIÊNCIA PÚBLICA ARPE Nº 004/2025 - REVISÃO DA MARGEM BRUTA DE DISTRIBUIÇÃO DA COPERGÁS 2025/26

Elaboração: **AURUM TANK (CNPJ nº 55.064.056/0001-00)**

Refs.: **NOTA TÉCNICA DEF/CTEEF Nº 14/2025**

Processo Sei Nº 0007900024.002231/2025-13

INTRODUÇÃO

A Consulta Pública e Audiência Públicas nº 004/2025 da Agência Reguladora de Pernambuco (ARPE) dizem respeito à Revisão Ordinária da Margem de Distribuição da Companhia Pernambucana de Gás (COPERGÁS), conforme o Processo SEI Nº 0007900024.002231/2025-13. A Nota Técnica DEF/CTEEF Nº 14/2025, integrante da Consulta Pública, apresenta a metodologia e as análises realizadas pela ARPE em relação aos dados enviados pela COPERGÁS, trazendo detalhes sobre o procedimento de Revisão da Margem Bruta de Distribuição pleiteada pela distribuidora para o período de 1º de novembro de 2025 a 31 de outubro de 2026, notadamente, em atendimento à legislação das audiências públicas no Estado de Pernambuco.

Segundo o Regulamento da Audiência Pública nº 004/2025, as contribuições deverão ser encaminhadas no período compreendido entre 14:00h do dia 07/10/2025 e 23:59h do dia 15/10/2025. Sendo assim, o presente documento tem como objetivo apresentar as contribuições da consultoria Aurum Tank em relação à Nota Técnica, descrevendo os principais pontos passíveis de aprimoramento ao processo de revisão da margem de distribuição, na ótica da Aurum Tank.

CONTRIBUIÇÃO 1: METODOLOGIA

Nossa primeira contribuição diz respeito à metodologia para o cálculo da tarifa em si, principalmente em relação aos custos e despesas incluídos no cálculo.

O mercado de distribuição de gás natural no Brasil ainda é incipiente, alcançando principalmente o litoral do País, porém com diversas complexidades na expansão para o interior. No caso de Pernambuco, hoje a malha de distribuição alcança 33 dos 185 municípios do Estado (18% dos municípios totais). Dentre as obras recentes de expansão, a COPERGÁS concluiu em 2016 o gasoduto Recife-Belo Jardim; expandiu as obras em Caruaru de 2021 a 2022; e



inaugurou os projetos de Rede Local em Petrolina, no Sertão de São Francisco, em outubro de 2021; e em Garanhuns, no Agreste Meridional, em abril de 2022.

As redes locais em Petrolina e Garanhuns, por sua vez, são alimentadas por Gás Natural Liquefeito (GNL), que é regaseificado e distribuído aos clientes próximos. A Estratégia de Longo Prazo (ELP) da COPERGÁS, para o período 2023-2028, prevê investimentos relacionados à ampliação da rede de distribuição, buscando atender a novos municípios.

Sendo assim, defendemos que seja utilizado o conceito de margem efetiva regulatória conforme o real custo da operação, por se tratar de um modelo que permite expansões em mercados menos maduros, como é o caso da distribuição de gás natural no estado de Pernambuco, o que envolve maiores incertezas do ponto de vista mercadológico, e também sob a ótica de custos e despesas.

Além disso, a margem já aprovada pela ARPE na Revisão Tarifária anterior deve ser considerada como referência para o processo de revisão de tarifas atual, uma vez que cria um direito à companhia distribuidora, e a metodologia definida no Anexo I do contrato de concessão deve ser considerada na formação da margem de distribuição. Não obstante, deve ser regulamentado o procedimento de Revisão Tarifária Ordinária (RTO), bem como possíveis ajustes ao longo dos horizontes de vigência de cada margem de distribuição aprovada. Uma vez regulamentado o procedimento de RTO, a forma de aplicação da metodologia poderá ser discutida em maiores detalhes.

CONTRIBUIÇÃO 2: CUSTO DE CAPITAL (CAPEX)

Nossa segunda contribuição diz respeito ao custo de capital (CAPEX), que foi estimado seguindo uma lógica de priorização para melhor atender à concessão, seguindo regras de eficiência para a seleção dos projetos a serem ou não implementados. Em cada horizonte regulatório, o custo é estimado, portanto, de forma prospectiva, e deverá ser alocado no cálculo da margem assim que for efetivamente realizado.

Segundo o Contrato de Concessão, *“As tarifas do serviço de distribuição de gás canalizado serão fixadas pela CONCESSIONÁRIA e aprovadas pelo CONCEDENTE, de forma a cobrir todas as despesas realizadas pela CONCESSIONÁRIA e a **remunerar o capital investido**”* (g.n.). Assim, segundo a sistemática contratual, os investimentos devem ser concebidos, a priori, na fixação das tarifas. Exceções à regra devem ser tratadas de forma absolutamente restritiva, sob pena de desvirtuar a sistemática do contrato.

Nas concessões públicas, as ações de investimento são engrenagens que transformam obrigações contratuais em serviço público de qualidade. Contemplá-las no âmbito de um contrato de concessão é essencial para ampliar e renovar a infraestrutura, garantir qualidade e segurança, além de reduzir os próprios custos operacionais ao longo do ciclo de vida.



Outra questão importante no cálculo do CAPEX é a consideração das “despesas” ou “bens não reversíveis”. As rubricas relacionadas a estas categorias são necessárias para garantir a eficiência dos ativos, e certificar que estes se encontram à disposição da sociedade e dos usuários da malha, assim que forem solicitados.

Além disso, é importante ressaltar que a “modicidade tarifária” buscada não se traduz necessariamente em “redução tarifária”. O equilíbrio econômico do contrato é importante para a manutenção do funcionamento da malha, mas também para a expansão a novas áreas, uma vez que, em indústrias de rede, o custo de expansão deve ser compartilhado pelos usuários atuais e novos usuários. Ao não autorizar as despesas referentes à construção do projeto Petrolina Fase III, a ARPE enfraquece o desenvolvimento da malha de distribuição de gás natural do estado de Pernambuco e impede o alcance de novos mercados, que poderiam inclusive, futuramente, ajudar a reduzir o valor da tarifa para todos os usuários ao ampliar os volumes movimentados.

CONTRIBUIÇÃO 3: CUSTO DE OPERAÇÃO (OPEX)

Nossa terceira contribuição está relacionada ao custo de operação (OPEX), sendo importante o alinhamento com o mercado e com os parâmetros típicos vigentes em outras empresas em relação à atividade de movimentação de gás natural realizada pela COPERGÁS.

Mais uma vez, segundo o Contrato de Concessão, “As tarifas do serviço de distribuição de gás canalizado serão fixadas pela CONCESSIONÁRIA e aprovadas pelo CONCEDENTE, de forma a cobrir todas as despesas realizadas pela CONCESSIONÁRIA e a remunerar o capital investido” (g.n.). Assim, segundo a sistemática contratual, todos os custos da Concessionária devem ser concebidos, a priori, na fixação das tarifas. Exceções à regra devem ser tratadas de forma absolutamente restritiva, sob pena de desvirtuar a sistemática do contrato.

Nesse sentido, pleiteia-se a reconsideração das glosas promovidas pela ARPE sobre Custos de Operação (OPEX), notadamente aquelas relacionadas a Auxílio Alimentação Complementar, Programa Bem-estar e Participação nos Resultados/Lucros, além de horas extras, previdência privada, descanso semanal remunerado, férias, décimo terceiro salário, INSS, FGTS, INSS sobre férias, FGTS sobre férias, FGTS sobre 13º salário, INSS sobre 13º salário, auxílio creche, cursos, participação em seminários e reembolso/auxílio educação, sob o fundamento de que tais despesas não deveriam ser remuneradas (ainda que parcialmente) pela tarifa cobrada aos usuários.

De início, cabe à ARPE considerar que a Concessionária detém os meios adequados e eficientes, típicos do setor privado, para gerenciar sua estrutura de custos em prol da eficiência da concessão. Não há custos despropositados dentro de uma empresa. Tudo funciona como uma engrenagem para permitir o regular seguimento das atividades da concessão. Glosas sobre rubricas



específicas tendem a causar efeitos colaterais indesejados sobre a eficiência gerencial da concessão, imputando até mesmo custos inesperados que afetam a efetividade do projeto.

A participação nos lucros e resultados (PLR), por exemplo, é uma prática comum nas empresas do setor de petróleo e gás natural e do setor de logística, e tem como objetivo incentivar a atuação dos funcionários para o sucesso comercial e operacional da empresa, além de reter talentos e promover a atração dos melhores profissionais do ramo, para que sejam colaboradores da companhia.

Uma alta taxa de troca de funcionários (turnover) poderia resultar em um maior custo para recontração, realização de processos seletivos e maior custo de capacitação, que poderia inclusive aumentar o valor da tarifa para o consumidor final pela elevação do OPEX da concessão. Sendo assim, é imprescindível para o sucesso da atividade da COPERGÁS que os colaboradores com desempenho favorável sejam mantidos na companhia, aumentando a sua eficiência e auxiliando também na manutenção do histórico operacional da empresa, e evitando sua migração para outras companhias de setores correlacionados, que possuem condições superiores de remuneração e benefícios.

Por tudo isso, entende-se que a revisão das glosas pela ARPE é medida essencial à luz da sistemática do Contrato de Concessão e para o bom funcionamento da COPERGÁS.

CONTRIBUIÇÃO 4: REMUNERAÇÃO E EFICIÊNCIA DO CONTRATO

Nossa quarta contribuição está relacionada ao item 5.6 da Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025. Por meio do referido item, a ARPE destaca que, no cenário econômico atual, as taxas contratuais de remuneração seriam percebidas como excessivas, e que atuariam como força oposta à eficiência dos gastos e à modicidade tarifária. Daí a sugestão de estabelecer a margem bruta de distribuição como limite remuneratório da concessão. Entende-se, contudo, que as considerações tecidas não podem desconsiderar preceitos fundamentais estabelecidos pelo ordenamento.

Pois bem, a Lei nº 8.987/1995, em atenção à previsão do art. 175 da Constituição, disciplina o regime de concessão e permissão de serviços públicos, delineando como deve se dar a relação entre o Poder Concedente e os particulares na celebração e execução de contratos de concessão. Dentre os parâmetros fixados no diploma, constata-se uma especial preocupação com a política tarifária e com o dever de que os instrumentos adotem as previsões de



revisão e reajuste da tarifa, a fim de garantir a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão¹.

De fato, todo contrato possui uma relação de equivalência entre as vantagens e encargos atribuídos a cada parte, a que se dá o nome de sinalagma. Nos contratos administrativos, esse sinalagma é definido por uma equação econômico-financeira, desenhada no momento da apresentação das propostas durante a licitação pública. Segundo a Constituição e a legislação infraconstitucional (art. 37, inciso XXI, da Constituição; os arts. 65, II, “d”, e 66 da Lei nº 8.666/1993; arts. 115 e 124, II, “d”, da Lei nº 14.133/2021; e os arts. 9º, §2º, e 10 da Lei nº 8.987/1995), essa equação é intangível (i.e., intocável), gerando ao particular que contrata com o Poder Público o direito à conservação do equilíbrio econômico-financeiro ao longo de toda a relação contratual.

No caso em exame, a estrutura tarifária do serviço de distribuição de gás canalizado tem como objetivos centrais a cobertura de todas as despesas realizadas pela Concessionária e a remuneração de seu capital investido, nos termos de sua Cláusula 14. Os mecanismos de reajuste e revisão das tarifas, por sua vez, buscam (i) assegurar a equação entre as projeções de volumes de gás natural a serem comercializados e seus respectivos investimentos (Cláusula 14.4), (ii) afastando causas que ponham em risco o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato, de modo a evitar prejuízos com a defasagem tarifária (cf. Cláusula 14.5); (iii) cabendo ao Poder Público, ainda, rever continuamente os critérios e parâmetros utilizados tendo, como norte, o afastamento de critérios ou parâmetros que sejam desfavoráveis à viabilidade econômica dos investimentos e das atividades da Concessionária, com vistas a assegurar sua remuneração adequada (cf. Cláusula 14.6). Não por menos, esse conjunto de regras contratuais partem do pressuposto de que o Poder Concedente “tem consciência da importância da tarifa para a CONCESSIONÁRIA, inclusive quanto ao seu correto e tempestivo estabelecimento” (cf. Cláusula 14.3, g.n.).

Significa dizer que o Contrato de Concessão impõe ao Poder Público, como regra, guardar a relação de equivalência entre as variáveis da estrutura tarifária, o que inclui contemplar estrutura real de custos e investimentos da concessão, sem a adoção de quaisquer medidas que desfavoreçam a sua viabilidade econômica ou que ponham em risco a preservação de sua equação econômico-financeira.

¹ O reajuste e a revisão das tarifas, bem como o equilíbrio econômico-financeiro do contrato em geral, receberam especial atenção da Lei nº 8.987/1995, que deles trata em diversos preceitos. Ao disciplinar a política tarifária, o art. 9º, *caput*, dispõe que a “*tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato*”. Já o seu §2º estabelece que os “*contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro*”. O art. 18 determina que o edital elaborado pelo Poder Concedente observe, entre outros, “*os critérios de reajuste e revisão da tarifa*”. O art. 23 indica que são essenciais ao contrato de concessão as cláusulas que estabeleçam “*critérios e procedimentos para o reajuste e a revisão das tarifas*”. E o art. 29 assenta incumbir ao Poder Concedente a homologação de reajustes e a realização de revisão das tarifas “*na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato*”.



Há, ainda, um segundo prisma sob o qual se densificam esse conjunto de regras que estabelecem os alicerces da estrutura tarifária e, por conseguinte, da Revisão Anual da Margem de Distribuição da COPERGÁS: a correlação direta entre a remuneração do concessionário e a eficiência do contrato.

De fato, em um contrato de concessão, o concessionário aporta recursos próprios ou de terceiros para investir na infraestrutura pública e, em contrapartida, é remunerado pelas receitas obtidas na concessão. Receitas essas, de sua vez, compostas majoritariamente, e em regra, pelas tarifas cobradas diretamente dos usuários. Significa dizer que os pagamentos feitos pelos usuários do serviço público constituem a engrenagem principal para viabilizar financeiramente um projeto de infraestrutura. Daí decorre a tarefa de modelagem da sistemática econômico-financeira dos contratos de concessão, que precisam, sem desconsiderar a modicidade tarifária, oferecer também uma estrutura remuneratória atrativa à iniciativa privada para seguir com investimentos em infraestrutura, como meio de se alcançar as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança e atualidade do serviços público, na forma do art. 6º da Lei nº 8.987/1995.

É por isso que revisar as tarifas não significa reduzi-las de acordo com parâmetros estranhos ao contrato para atingir outros objetivos. Pelo contrário, significa o dever de absorver, na nova tarifa a ser designada, os parâmetros contratuais com precisão. Essa é a única forma de preservar as condições efetivas da proposta, na forma do inciso XXI do art. 37 da Constituição. Como ressaltado pela Advocacia-Geral da União (AGU) a respeito da manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, *“o insucesso do empreendimento não prejudica apenas o concessionário ou arrendatário, mas também os usuários do serviço público. Há então um interesse público na estabilidade dos contratos de concessão de serviço público”*² (g.n.). Isto é: uma estrutura tarifária sólida e estável que remunera adequadamente a Concessionária diante de sua realidade de custos e investimentos, longe de prejudicar os usuários de gás canalizado, em verdade os atende. Preservar as estruturas do contrato, incluindo a sua taxa de remuneração, é uma premissa juridicamente inafastável em prol de todos os envolvidos no projeto de concessão.

Por tudo isso, entende-se que a análise a ser consolidada pela ARPE no âmbito desta Revisão Anual da Margem de Distribuição deve ter como pressuposto as diretrizes acima estabelecidas: (i) a preservação da equação econômico-financeira, à luz da Cláusula 14 do Contrato e das variáveis previstas em seu Anexo I; bem como (ii) a correlação direta entre a remuneração adequada do parceiro privado com a eficiência da concessão, em prol da qualidade da infraestrutura e do serviço público prestado aos usuários.

² Parecer nº 261/2020/CONJUR-MINFRA/CGU/AGU, p. 04.



Uma vez adotadas essas premissas, é certo que quaisquer glosas promovidas pela ARPE que busquem reduzir o retorno legitimamente assegurado pelo Contrato à Concessionária representa potencial expropriação de direitos que, além de ilegal, ainda agrega, como efeito colateral, um desvirtuamento do sistema de incentivos do contrato. Daí a imperiosa revisão do referido item da Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025.

CONTRIBUIÇÃO 5: MERCADO LIVRE

Nossa quinta contribuição refere-se ao fato de, assim como podem existir custos evitados na migração para o mercado livre, existem também custos incorridos para gestão do mercado livre.

Embora as CDLs não realizem o fornecimento da molécula para os consumidores livres, existem ações a serem tomadas pelas distribuidoras para permitir a movimentação da molécula de gás natural para estes consumidores, acomodando na malha de distribuição os volumes de molécula que forem adquiridos por estes clientes, em adição aos que são adquiridos diretamente pela distribuidora para o mercado cativo.

Neste sentido, é importante considerar os custos alocados para gerir a migração dos clientes para o mercado livre e/ou para o mercado cativo, bem como a operação do mercado livre de gás natural, para fins de cálculo e estabelecimento da Tarifa do Uso de Sistema de Distribuição para o Mercado Livre, denominada TUSD-e.

Sendo assim, sugerimos que sejam criadas alternativas que permitam a recuperabilidade de todos os custos para atendimento tanto ao mercado cativo quanto ao mercado livre, evitando que haja onerosidade excessiva para aqueles que ficaram no mercado cativo, quando forem necessárias adaptações e investimentos para atendimento ao mercado livre.

CONTRIBUIÇÃO 6: REMUNERAÇÃO E EFICIÊNCIA DO CONTRATO

Conforme o Contrato de Concessão, os **Ajustes** são definidos como *“As diferenças entre os aumentos de custo estimados e os aumentos reais, serão compensados para mais ou para menos na planilha”* (g.n.). Esse é o critério adotado contratualmente e que não pode ser desconsiderado, sob pena de desvirtuar a equação econômico-financeira do Contrato de Concessão.

A Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025 contraria o conceito adotado pelo Contrato por não ponderar a diferença entre os aumentos reais incorridos pela Companhia ao final do exercício e os valores projetados presentes no pleito anterior.

Mais especificamente, a ARPE desconsiderou completamente o valor de R\$ 41.952.803 pleiteado pela COPERGÁS na parcela de “Ajustes”. A demonstração para o cálculo deste valor encontra-se devidamente justificada no pleito da companhia, sendo resultante da diferença entre a Margem de



Distribuição Efetiva em 2024 (R\$ 278.986.858) e a Margem Realizada em 2024 (R\$ 237.034.055), dividida em Margem não térmica (R\$ 191.918.827), Margem da RNEST (R\$ 22.249.379) e Margem da TERMOPE (R\$ 22.865.848).

A consideração da parcela referente a “Ajustes” calculados em relação ao período anterior é essencial para assegurar a adequação metodológica, a conformidade contratual e o pleno atendimento ao princípio do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

CONCLUSÃO

Com base no exposto, a contribuição da Aurum Tank à Consulta Pública teve como foco 5 pontos principais:

- Metodologia de Cálculo que promova a expansão da malha
- Consideração do Custo de Capital (CAPEX) pleiteado
- Consideração do Custo de Operação (OPEX) pleiteado
- Remuneração e Eficiência do Contrato
- Consideração dos custos para gerenciamento do Mercado Livre
- Consideração da parcela de “Ajustes” pleiteada

Voltamos a ressaltar que a consideração de todos os custos pleiteados é fundamental para garantir a cobertura de **todas as despesas realizadas pela CONCESSIONÁRIA**, além de remunerar o capital investido.

Somente com a consideração destes custos, será possível atender ao equilíbrio econômico da concessão, garantindo o atendimento do mercado com excelência técnica e modicidade tarifária. Uma definição justa da tarifa de distribuição irá permitir a expansão da malha para novos municípios do estado de Pernambuco, além dos 33 já atendidos, democratizando o acesso ao gás natural e ao biometano, e substituindo outras fontes energéticas mais poluentes e menos eficientes.



www.aurumenergia.com.br
contato@aurumenergia.com.br
+55 21 99353 6591
CNPJ 17.551.500/0001-14

Av. das Américas, 4200
Bloco 4, Sala 116
CEP 22640-102
Barra da Tijuca, Rio de Janeiro - RJ

www.futuretank.com.br
comercial@futuretank.com.br
+55 21 97219 9537
CNPJ 04.471.750/0001-00

Rua México, 31
Sala 1501
CEP 20031-904
Centro, Rio de Janeiro - RJ

CONTRIBUIÇÕES

Audiência Pública nº 04/2025

Em 02 de outubro de 2025, a Agência de Regulação de Pernambuco – ARPE comunicou, por meio de seu portal institucional, a realização da Audiência Pública nº 04/2025, na modalidade de intercâmbio documental, com o objetivo de promover a revisão anual da margem de distribuição da Companhia Pernambucana de Gás – COPERGÁS, referente ao ciclo tarifário 2025/2026.

Posteriormente, em 08 de outubro de 2025, a ARPE disponibilizou a Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025, versão para Audiência Pública nº 04/2025, que apresenta o cálculo da margem bruta de distribuição elaborado pela Agência, fixando o valor de R\$ 0,5399/m³, a vigorar a partir de 1º de novembro de 2025, para o referido ciclo.

A COPERGÁS, ao analisar a Nota Técnica supracitada, que trata da revisão anual da margem de distribuição da concessionária de gás canalizado, identificou uma redução de R\$ 70.888.958 em relação ao pleito originalmente apresentado pela Companhia, conforme demonstrado a seguir:

Margem Regulatória (R\$)	Pleito Copergás	Análise ARPE	Varição (R\$)
Remuneração do Investimento	87.943.723	85.804.831	-2.138.892
Impostos S/ Resultado (IR/CSLL)	25.663.355	17.215.199	-8.448.156
Custo Operacional	123.440.426	106.293.074	-17.147.353
Depreciação	80.491.319	79.289.565	-1.201.754
Ajustes	41.952.803	-	-41.952.803
Total	359.491.627	288.602.669	-70.888.958

Diante dessas divergências, especialmente quanto à parcela de Ajustes e às glosas aplicadas em despesas operacionais e investimentos, a COPERGÁS apresenta, por meio deste documento, suas análises e contribuições técnicas, com base nos princípios regulatórios e nas disposições contratuais vigentes.

A Companhia reitera a importância de se avançar na construção de uma regulamentação específica para disciplinar o processo de Revisão Anual da Margem Bruta de Distribuição, incluindo:

- a fixação de uma data-base;
- o calendário das etapas e responsabilidades; e
- a metodologia de cálculo da margem e de seus componentes, em especial o Componente Ajuste, conforme já proposto na Nota Técnica GERO nº 004/2025, anexa à Carta PRE nº 063/2025.

No exame da Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025, a COPERGÁS identificou a necessidade de reavaliação de pontos específicos que divergem das disposições do Contrato de Concessão, em especial:

- i. **Glosas aplicadas em rubricas essenciais à prestação do serviço de distribuição**, sem respaldo técnico-regulatório ou em conflito com cláusulas contratuais;
- ii. **Metodologia de cálculo da Parcela de Ajustes¹**, que deve observar a estrutura contratual “*cost plus*”, assegurando a recomposição integral dos custos efetivos e a justa remuneração dos investimentos; e
- iii. **Glosas em investimentos e obras estruturantes**, cujas exclusões não encontram amparo nos critérios de reversibilidade e nos parâmetros estabelecidos contratualmente.

A COPERGÁS reforça que o mecanismo de Ajuste é instrumento fundamental para o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão, garantindo:

- a remuneração adequada dos investimentos e custos realizados;
- a transparência regulatória, ao permitir o confronto entre projeções e resultados efetivos; e
- a modicidade tarifária, ao assegurar que apenas custos e receitas realizados componham a margem.

Dessa forma, entende ser imprescindível o reconhecimento do valor de R\$ 28.325.442, apurado pela própria ARPE no cálculo do Ajuste, uma vez que sua não inclusão compromete o equilíbrio regulatório e tende a gerar acúmulos indevidos em ciclos subsequentes.

A seguir, a COPERGÁS discorre detalhadamente sobre as divergências verificadas na aplicação da Metodologia de Cálculo indicada no Anexo I do Contrato de Concessão, abordando de forma individualizada os componentes Custos Operacionais, Custo de Capital e Parcela de Ajustes, com as devidas fundamentações técnicas, legais e contratuais.

1. CÁLCULO DA PARCELA DE AJUSTES

Elemento	COPERGÁS	ARPE	Situação
Valor da Parcela Ajuste	R\$ 41.952.803	R\$ 28.325.442	Glosa integral
Fundamentação	Metodologia contratual (item 8.4, Anexo I do Contrato de Concessão)	Reconhecimento do valor, porém não considerado na margem final	Divergência metodológica e de interpretação contratual

¹ Item 8.4 do Anexo I do Contrato de Concessão

O Contrato de Concessão, em seu Anexo I, item 8.4, prevê o mecanismo da Parcela Ajuste para assegurar a neutralidade regulatória, reconhecendo e compensando as diferenças entre receitas e custos projetados e os efetivamente realizados no ciclo anterior. A COPERGÁS calculou o Ajuste referente ao ano de 2024, a ser considerado no ciclo regulatório 2025/2026, o valor de R\$ 41.952.803, valor devidamente apurado conforme metodologia contratual e proposta de regulamentação enviada pela Copergás à ARPE através da CT. COPERGÁS/PRE 063/2025, bem como através da nota técnica Copergás nº 004/2025.

A Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025, emitida pela ARPE, a Agência reconheceu o valor de R\$ 28.325.442 (conforme detalhado no Anexo G), conforme aplicação metodológica sugerida pela ARPE, demonstrando que reconhece o componente Ajuste como parte integrante do Contrato de Concessão, mas não considerou o valor apurado (R\$ 28.325.442) no cálculo final da margem, alegando que a redução de volume vendido (-13%), não deve ser repassadas integralmente às tarifas que deveria ser tratada futuramente em normatização específica.

Essa exclusão gera, além de uma distorção intertemporal, transferindo o impacto financeiro para o próximo ciclo tarifário e contrariando a lógica de equilíbrio econômico-financeiro da concessão e resultando em transferência indevida de riscos e ônus à Concessionária, uma insegurança jurídica sobre os processos de revisão tarifária.

A divergência entre o valor pleiteado pela COPERGÁS e o homologado pela ARPE decorre da metodologia de cálculo adotada pelo órgão regulador, que, embora tenha reconhecido o conceito e o valor da parcela Ajustes, não desconsiderou na composição da Margem Bruta final.

1.1. Análise do argumento da ARPE

A Nota Técnica da ARPE, em seu texto, reconhece expressamente a existência e o resultado do cálculo da parcela Ajustes, conforme trecho a seguir:

“Deste modo, calculada pelo somatório das diferenças, positivas ou negativas, dos valores da receita da Copergás previstas e realizadas, a parcela “Ajustes” resultou em R\$ 28.325.442 (v. Quadro 16) e conforme detalhado no Anexo G.” (Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025 – ARPE).

Fica, portanto, evidente que a Agência reconhece, como é de se esperar, a existência da parcela Ajuste e o valor apurado conforme a própria metodologia por ela adotada desde 2021. De forma surpreendente, contudo, optou por não considerar esse montante na composição final da margem regulatória.

Importa destacar que, desde 2021, a metodologia aplicada pela ARPE para o cálculo da parcela Ajuste baseia-se exclusivamente na variação entre a margem realizada e a margem autorizada, isto é, sob a ótica da variação de mercado:

“Deste modo, calculada pelo somatório das diferenças, positivas ou negativas, dos valores da receita da Copergás previstas e realizadas, a parcela “Ajustes” resultou em R\$ 28.325.442 (v. Quadro 16) e conforme detalhado no Anexo G.”

A COPERGÁS enfatiza que o cálculo da parcela Ajuste deve contemplar não apenas as variações de mercado (como volumes e receitas), mas também as variações efetivas de custos, considerando que os valores de referência aprovados pela Agência têm como base custos projetados e não realizados. Essa interpretação está em plena consonância com o item 8.4 do Anexo I do Contrato de Concessão, que expressamente determina que:

“As diferenças entre os aumentos de custo estimados e os aumentos reais, serão compensados para mais ou para menos na planilha.”

Dessa forma, a COPERGÁS reforça que seguiu as melhores práticas regulatórias adotadas no Brasil, amplamente aplicadas por outras agências estaduais de gás canalizado, que preveem a recomposição da margem regulatória sempre que houver divergência entre os custos projetados e os efetivamente incorridos.

Ao reconhecer formalmente o cálculo e não o aplicar na planilha tarifária, a ARPE gera um descompasso regulatório: o resultado do mecanismo de ajuste é identificado, mas sua função de neutralizar variações e restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro é suprimida.

Na página 39 da Nota Técnica, a ARPE argumenta:

“Contudo, observa-se que o impacto na redução do volume realizado (12,96% inferior ao volume projetado) foi fator relevante para o resultado de R\$ 28.325.442 obtido no cálculo do Ajuste conforme metodologia adotada pela Agência. Nesse contexto, a ARPE entende que as consequências de uma redução de vendas (ou superdimensionamento) não devem ser repassadas integralmente à tarifa (...).”

Esse entendimento, entretanto, não se sustenta sob a ótica contratual e regulatória, pelos seguintes fundamentos:

1. O conceito de Ajuste abrange integralmente as diferenças entre receitas e custos projetados e realizados, conforme o próprio contrato (em especial o Anexo I e item 8.4). As variações de volume são elemento intrínseco à equação econômico-financeira, uma vez que o equilíbrio contratual se estabelece sobre receitas e custos estimados com base em volumes previstos.
2. A variação de volume (positiva ou negativa) é um fator não controlável pela Concessionária, influenciado por condições macroeconômicas e de mercado, e, portanto, deve ser tratada como componente compensável, nunca como penalidade. Por isso, o contrato prevê o tratamento compensatório dessas diferenças, justamente para evitar a transferência de risco não gerenciável à Companhia.
3. A ARPE reconheceu que o valor de R\$ 28,3 milhões decorreu do método de cálculo adotado pela própria Agência, ainda que incompleta na perspectiva da Concessionária, o que reforça a necessidade de aplicação no resultado final.
4. A afirmação de que *“as consequências de uma redução de vendas não devem ser repassadas integralmente à tarifa”* inverte o princípio da neutralidade econômica, impondo à concessionária o ônus de um evento de mercado sem a correspondente contrapartida regulatória, violando o Contrato de Concessão
5. Tratamento já previsto em mecanismos vigentes: O próprio sistema da Conta Gráfica é um exemplo consolidado de ajuste e compensação de variações intertemporais, o que demonstra que a aplicação do Ajuste neste ciclo é compatível com o modelo regulatório estadual.

6. O próprio trecho final da análise da ARPE indica que o tema “*deverá ser tratado futuramente no âmbito da normatização do processo de revisão tarifária*”. Isso confirma que não há vedação normativa vigente que impeça o reconhecimento do Ajuste, apenas a intenção de aperfeiçoar o método para os ciclos futuros. Assim, não se justifica sua exclusão imediata, sob pena de violação do equilíbrio contratual vigente e adicionalmente a exclusão imediata carece de base legal ou contratual.
7. Em nenhum momento a ARPE questiona, contrapõe ou enfrenta a metodologia proposta pela Copergás.

Por fim, destaca-se que a ARPE apurou o valor de R\$ 28.325.442 referente ao item “Ajustes”, entendendo que as consequências de uma eventual redução de vendas (ou superdimensionamento de volumes) não devem ser integralmente repassadas à tarifa, motivo pelo qual indicou a necessidade de maior aprofundamento sobre o tema.

Cumpra ressaltar que o risco de redução de volume já é tratado pela Copergás de forma contratual junto aos seus principais usuários industriais, por meio de compromissos mínimos de consumo, 80% em base mensal e 90% em base anual dos volumes contratados.

Entretanto, as Resoluções ARPE nº 216/2022 e nº 304/2025 determinam que os valores decorrentes do não cumprimento desses compromissos sejam considerados como penalidades e, portanto, repassados ao mercado em benefício da modicidade tarifária. Ao longo de 2024, por exemplo, o montante de R\$ 17.672.227, correspondente aos usuários que não atingiram os limites contratuais, foi integralmente repassado a todos os consumidores.

Diante disso, a Copergás entende ser necessária a revisão da Resolução que disciplina a Conta Gráfica, a fim de mitigar o risco de exposição do mercado em casos de redução de consumo por parte de usuários estratégicos. Ademais, solicita que a ARPE mantenha, ao menos, a consideração dos valores de Ajustes já calculados (R\$ 28.325.442), visto que sua exclusão poderá gerar impactos futuros adicionais, com possível acúmulo de novos montantes a serem compensados. Ressalta-se ainda que, caso não prevalecesse o entendimento atual das resoluções, o valor de ajustes apurado seria substancialmente inferior, refletindo de forma mais equilibrada o risco contratual efetivamente assumido pela concessionária.

Importante destacar que nas revisões anteriores, a ARPE reconheceu de forma consistente o componente Ajuste como instrumento legítimo de compensação entre as receitas e despesas projetadas e aquelas efetivamente realizadas, de modo a preservar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato. No entanto, na presente revisão (Ciclo nov/25 – out/26), a Agência adotou entendimento distinto, desconsiderando o valor de R\$ 28.325.442 apurado pela COPERGÁS sob o argumento de que eventuais reduções de vendas (ou superdimensionamentos de volume) não devem ser integralmente repassadas à tarifa e de que o tema demanda normatização futura. Essa postura rompe a coerência metodológica aplicada nos ciclos anteriores, em que o ajuste foi aprovado mesmo em contextos de devolução de valores ao mercado, como demonstra o histórico abaixo.

Ano/Ciclo Regulatório	Cálculo (R\$)	Considerado na Margem	Nota Técnica
2021	-5.980.812	Sim	ARPE: NT DEF/CTEEF 12/2021
2022	-12.356.806	Sim	ARPE: NT DEF/CTEEF 10/2022
Nov/23 – Out/24	-8.395.989	Sim	ARPE: NT DEF/CTEEF 09/2023
Nov/24 – Out/25	-1.062.935	Sim	ARPE: NT DEF/CTEEF 12/2024
Nov/25 – Out/26	28.325.442	Não	ARPE: NT DEF/CTEEF 14/2025

1.2. Impactos da não aplicação no ciclo atual

A não consideração da Parcela Ajuste no presente ciclo acarreta efeitos intertemporais adversos, tais como:

- transfere indevidamente para o próximo ciclo (2026/2027) um montante que refere-se estritamente ao exercício 2024, gerando pressões tarifárias concentradas;
- cria pressão tarifária futura, pois o montante tende a ser incorporado integralmente em um único ciclo posterior, elevando desnecessariamente o reajuste subsequente;
- compromete o caráter de neutralidade e continuidade do mecanismo, cuja função é corrigir diferenças de curto prazo para evitar justamente oscilações abruptas nas margens regulatórias.

Portanto, a adoção do valor neste momento garante maior estabilidade, transparência e linearidade intertemporal no fluxo de compensações regulatórias, além de respeitar o princípio de modicidade tarifária e a equação econômico-financeira da concessão.

1.3. Fundamentação regulatória

- **Contrato de Concessão**, Anexo I, item 8.4 – estabelece que o Ajuste deve refletir diferenças entre custos e receitas estimadas e realizadas;
- **Lei Federal nº 8.987/1995**, art. 9º, §2º – garante à concessionária o reequilíbrio contratual sempre que houver alteração das condições econômico-financeiras;
- **Lei Estadual nº 15.900/2016**, art. 77 – assegura “...levando em consideração todos os custos do fornecimento dos serviços locais de gás canalizado, incluindo, mas não se limitando, às projeções do volume de gás entregue às unidades usuárias...”;
- **Princípios da regulação econômica: neutralidade, equilíbrio e estabilidade tarifária.**

Neste sentido, a ARPE reconheceu o valor da Parcela de Ajustes (R\$ 28.325.442), porém não o aplicou na margem final, contrariando a finalidade compensatória do mecanismo e o disposto contratualmente. A COPERGÁS sustenta que:

- O valor de R\$ 28.325.442, reconhecido pela própria ARPE, deve ser integralmente incorporado à Margem Bruta de Distribuição do ciclo 2025/2026, e mantenha o compromisso de discutir a metodologia de cálculo.

- A não aplicação da Parcela Ajuste compromete o equilíbrio econômico-financeiro do contrato e contraria o item 8.4 do Contrato de Concessão;
- As variações de volume e receita devem ser neutralizadas pelo mecanismo de ajuste, e não retidas sob alegação de postergação normativa;
- O reconhecimento no ciclo corrente assegura estabilidade, neutralidade e modicidade tarifária, alinhando o processo de revisão com os princípios contratuais e legais.

Assim, a COPERGÁS solicita a reconsideração da decisão, com o reconhecimento e **inclusão integral da Parcela Ajustes de R\$ 28.325.442 no cálculo da Margem Bruta de Distribuição** para o ciclo 2025/2026, que vigorará de 01 de novembro de 2025 a 31 de outubro de 2026, recompondo parte do equilíbrio econômico-financeiro do contrato. E que prossiga com os estudos para regulamentação da metodologia, propostos pela Copergás ao longo dos pedidos de revisão tarifária nos últimos anos. Ademais, reiteramos a necessidade de regulamentação da proposta de regulamentação enviada pela Copergás à ARPE através da CT. COPERGÁS/PRE 063/2025, bem como através da nota técnica Copergás nº 004/2025.

2. GLOSAS

2.1. Custo Operacional

A COPERGÁS manifesta sua discordância quanto às glosas aplicadas pela ARPE no âmbito do item 5.3 da Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025, referente ao **Custo Operacional**.

Conforme dispõe o artigo 14 do Contrato de Concessão, as tarifas do serviço de distribuição de gás canalizado devem ser fixadas de modo a **“cobrir todas as despesas realizadas pela Concessionária e a remunerar o capital investido”** (grifo nosso). Assim, qualquer glosa que reduza indevidamente a cobertura de custos essenciais compromete o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, princípio basilar da regulação tarifária.

Importa ressaltar que a Copergás é uma empresa de distribuição de gás natural canalizado, cuja receita decorre unicamente da margem tarifária aprovada pelo Poder Concedente, e não de atividades de comercialização ou revenda. Dessa forma, a adequada remuneração dos custos operacionais reconhecidos é indispensável à manutenção da qualidade, continuidade e segurança do serviço público, em conformidade com o item 2.1 do Contrato de Concessão, que define o conceito de serviço adequado.

Além disso, a ARPE, ao proceder às glosas, adotou metodologias e parâmetros que não encontram respaldo no Contrato de Concessão, tampouco em normativos específicos do setor, baseando-se, em alguns casos, em médias históricas de anos anteriores, procedimento que contraria o caráter prospectivo da revisão da margem regulatória, cujo objetivo é projetar valores para o ciclo futuro (novembro/2025 a outubro/2026), e não simplesmente replicar desempenhos passados.

A seguir, discorreremos detalhadamente sobre as divergências verificadas quanto à aplicação da Metodologia de Cálculo indicada no Anexo I do Contrato de Concessão, abordando os

principais grupos de custos afetados: Pessoal, Despesas Gerais, Serviços Contratados, Materiais e Despesas Tributárias.

2.1.1. Pessoal

Ao analisar o item 5.3.2.1 da Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025, que trata das despesas com Pessoal, a COPERGÁS manifesta discordância quanto às glosas integrais e parciais aplicadas pela ARPE, por entender que tais ajustes carecem de fundamentação regulatória, contratual e técnica, contrariando os dispositivos expressos no Contrato de Concessão.

O subitem 6.1.1 do Anexo I do referido contrato é claro ao estabelecer que os custos operacionais a serem reconhecidos na formação da margem regulatória devem abranger todas as despesas necessárias à adequada prestação do serviço público, o que inclui encargos trabalhistas, benefícios e incentivos voltados à eficiência operacional e à manutenção de um corpo técnico qualificado.

Glosas integrais – discordâncias e fundamentos

Auxílio Alimentação Complementar, Programa Bem-estar e Participação nos Resultados/Lucros.

A ARPE glosou integralmente as referidas despesas sob o argumento de que não deveriam ser remuneradas pela tarifa. Entretanto, tais custos decorrem de obrigações legais e pactuadas, integram o custo efetivo de pessoal e estão diretamente relacionadas à eficiência e continuidade do serviço, conforme a seguir:

a) Participação nos Resultados (PPR)

A Participação nos Resultados é regulamentada pela Lei Federal nº 10.101/2000, sendo parte do Programa de Incentivo Corporativo negociado entre a Copergás e seus empregados, com o objetivo de alinhar a atuação da força de trabalho às metas estratégicas da Companhia.

As metas consideradas, Volume distribuído, Margem não térmica, Investimento e Custos/Despesas Operacionais, estão diretamente vinculadas à eficiência e modicidade tarifária, pois estimulam maior produtividade e controle de custos, beneficiando, em última instância, os usuários. Assim, o PPR constitui instrumento de gestão previsto no próprio contrato, o qual, em sua Cláusula 2.1, define o “serviço adequado” como aquele que assegura regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, modicidade das tarifas e cortesia na prestação do serviço.

A glosa deste item desconsidera que o incentivo à performance é elemento essencial da eficiência operacional prevista contratualmente.

b) Auxílio Alimentação Complementar

Corresponde ao 13º benefício de vale-refeição/alimentação, assegurado por Acordo Coletivo de Trabalho firmado com o sindicato da categoria (cláusula 14, §3º), que possui força de lei (art. 611-A da CLT).

A glosa afronta a obrigatoriedade legal e ignora que se trata de despesa não discricionária, cuja supressão implicaria descumprimento da legislação trabalhista e potencial passivo judicial. Portanto, deve ser integralmente reconhecida no cálculo da margem.

c) Programa Bem-Estar

O programa contempla ações de ginástica laboral e incentivo à atividade física, com o objetivo de reduzir absenteísmo e prevenir doenças ocupacionais.

Além de ser uma obrigação pactuada em Acordo Coletivo de Trabalho, essa iniciativa gera ganhos de produtividade e segurança operacional, reduzindo afastamentos e custos indiretos.

Logo, trata-se de despesa inerente à prestação eficiente do serviço público, devendo ser integralmente reconhecida no cálculo da tarifa.

Glosas Parciais – inconsistências e justificativas

A ARPE também aplicou glosas parciais sobre diversas rubricas, horas extras, previdência privada, encargos sociais, benefícios e auxílios, utilizando critérios arbitrários, sem referência a dispositivos contratuais ou parâmetros normativos do setor.

a) Previdência Privada

A glosa de 50% imposta pela ARPE, sob o argumento de repartir o custo entre concessionária e usuários, não possui respaldo contratual nem regulatório.

A previdência privada é benefício usual em empresas de infraestrutura e essencial à retenção de profissionais especializados, compondo o custo efetivo da força de trabalho. A exclusão parcial distorce o princípio da cobertura integral dos custos operacionais previsto no art. 14 do Contrato de Concessão.

b) Horas Extras e Descanso Semanal Remunerado

A metodologia aplicada pela ARPE, ao fixar um percentual único de 2,6% sobre os salários-base, carece de fundamento empírico, normativo ou contratual que justifique sua adoção. Tal critério desconsidera as especificidades operacionais da COPERGÁS, cuja atividade exige regimes de trabalho contínuo, sobreaviso e plantão, indispensáveis à segurança operacional, continuidade do serviço público e atendimento emergencial da rede de gás natural canalizado.

Os percentuais historicamente realizados pela Companhia refletem a real necessidade operacional de manutenção permanente de equipes técnicas, em conformidade com o princípio da continuidade do serviço público essencial e com as obrigações estabelecidas no Contrato de Concessão quanto à integridade e confiabilidade do sistema de distribuição. Observa-se que os valores aprovados pela ARPE para o ciclo nov/25–out/26 ficaram aproximadamente 30% abaixo do realizado em 2024, evidenciando subdimensionamento e risco de comprometimento da capacidade operacional mínima necessária ao cumprimento das normas de segurança e atendimento regulatório.

Dessa forma, a COPERGÁS solicita a revisão do percentual adotado, com base em dados efetivos e na realidade operacional da concessionária, de modo que a regulação tarifária preserve o equilíbrio econômico-financeiro, a segurança das operações e o cumprimento das obrigações contratuais e regulatórias da Companhia

c) Férias, 13º salário, FGTS e INSS correlatos

Os encargos referentes a férias, 13º salário, FGTS e INSS correlatos foram recalculados pela ARPE com base no percentual arbitrário de 2,6% aplicado às horas extras, sem qualquer normativo que sustente essa metodologia. A COPERGÁS reitera que tais encargos constituem obrigações

legais e compulsórias, diretamente vinculadas à legislação trabalhista e previdenciária (CLT, Lei nº 8.036/1990 e Lei nº 8.212/1991), não sendo passíveis de limitação por critério percentual fixo. Trata-se de custos inevitáveis à manutenção do quadro funcional necessário à operação contínua e segura do sistema de distribuição de gás natural.

Além disso, o Contrato de Concessão e seu Anexo I determinam que todos os custos efetivamente incorridos e necessários à prestação do serviço público devem ser considerados na composição da margem regulatória, de forma a preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e a modicidade tarifária.

Portanto, a aplicação de percentual genérico resulta em subdimensionamento do custo real, comprometendo a adequada cobertura das obrigações legais da Companhia. Assim, a COPERGÁS propõe o reconhecimento integral desses encargos como despesa operacional necessária e regulatoriamente elegível, conforme previsto nas normas vigentes e nas disposições contratuais da concessão.

d) Auxílio Creche e Auxílio Educação

As glosas baseadas em valores históricos de 2024 desconsideram que essas despesas estão previstas em acordo coletivo e são instrumentos de valorização e qualificação profissional, impactando positivamente na produtividade e na qualidade da prestação do serviço.

Diante do exposto, a COPERGÁS solicita a reversão integral das glosas, tanto parciais quanto totais, aplicadas pela ARPE nas rubricas de Pessoal, garantindo a cobertura completa dos custos efetivos e a remuneração adequada da base de capital, em conformidade com o art. 14 e Anexo I do Contrato de Concessão.

O não reconhecimento dessas despesas compromete o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e desvirtua o modelo tarifário previsto contratualmente, que tem por objetivo assegurar a prestação regular, contínua e eficiente do serviço público de distribuição de gás canalizado, em consonância com os princípios de modicidade tarifária, segurança operacional e sustentabilidade da concessão.

2.1.2. Despesas Gerais

No tocante ao item 5.3.2.2 da Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025, a COPERGÁS manifesta discordância em relação às glosas aplicadas pela ARPE às rubricas de Despesas Gerais, por entender que a metodologia de ajuste utilizada não encontra respaldo no Contrato de Concessão, nem reflete as condições operacionais e de mercado atualmente enfrentadas pela concessionária.

O subitem 6.1.2 do Anexo I do Contrato de Concessão estabelece que todas as despesas necessárias e diretamente vinculadas à prestação do serviço de distribuição de gás canalizado devem ser reconhecidas no cálculo da margem regulatória.

A COPERGÁS atua em um ambiente competitivo, enfrentando concorrência de outras fontes de energia, como GLP, etanol, eletricidade e biomassa. Nesse contexto, as ações de comunicação, marketing e eventos institucionais configuram-se como instrumentos estratégicos essenciais para:

- **Ampliação do mercado:** promovendo o crescimento da base de consumidores;
- **Fidelização e engajamento:** fortalecendo a relação com clientes atuais; e

- **Eficiência econômica e modicidade tarifária:** o aumento do volume distribuído permite a diluição de custos fixos e otimiza a operação do sistema, em conformidade com os princípios do Contrato de Concessão e da regulação setorial.

Portanto, tais despesas não são meramente promocionais, mas estratégicas e operacionais, possuindo relevância direta para a sustentabilidade econômico-financeira da concessionária e para o cumprimento do serviço público de distribuição de gás canalizado.

Glosas integrais – discordâncias e fundamentos

Patrocínios institucionais: Contrários à análise da ARPE, os patrocínios são despesas intrínsecas ao negócio, alinhadas à missão, visão e valores da COPERGÁS, reforçando presença institucional e contribuindo para expansão do mercado e redução de tarifas, pois demonstra o comprometimento da Companhia em atuar de forma ética e contribuir para o desenvolvimento social e a melhoria da qualidade de vida das comunidades em que está inserida contribuindo para o aumento do reconhecimento da marca e do volume movimentado e para adicionalmente para a modicidade tarifária.

Eventos de divulgação de produtos: Apesar de não haver valores realizados em exercícios anteriores, o ciclo de margem 2025–2026 prevê licitação e contratação das despesas, atendendo ao planejamento estratégico da Companhia. Essa despesa diretamente vinculada à promoção de eficiência operacional e expansão de mercado, alinhando-se ao princípio da universalização do serviço e do estímulo à concorrência regulada.

Sistema Supervisório: A glosa integral desconsidera que essas despesas estão diretamente relacionadas à segurança operacional, abrangendo itens como telefonia móvel e chips de telemetria utilizados na supervisão remota. Tais recursos são previstos no contrato vigente (DAF 003.21 – ANEXO VI) e são essenciais para garantir a integridade do sistema, a supervisão contínua e a segurança das operações. A glosa compromete a observância do princípio de continuidade e segurança do serviço público, previsto na legislação e na regulação estadual.

Despesas diversas (passagem, combustível, postagens, taxas, publicações legais, sindicato e associações de classe): O critério utilizado pela ARPE de média histórica desconsidera aumento da base de usuários e expansão geográfica. As Associações e contribuições (ABEGÁS, CREA/PE, IBGC, ABIOGÁS, LIDE-PE, AMCHAM) são estratégicas para defesa setorial, governança corporativa, cumprimento de obrigações legais e políticas públicas regulatórias, garantindo alinhamento com o Contrato de Concessão e boas práticas do setor.

Glosas Parciais – inconsistências e justificativas

Comunicação e Marketing e Eventos Institucionais: A ARPE utilizou a média dos valores realizados em 2023 e 2024, ajustada pelo IGP-DI, para reduzir a previsão orçamentária. A COPERGÁS discorda, pois, tal metodologia sofre o efeito das glosas e atualizações feitas anteriormente pela ARPE e não captura a necessidade da Companhia de desenvolver campanhas estratégicas de marketing que fortaleçam a marca e impulsionem o volume de gás natural movimentado.

Conforme o Contrato de Concessão (subitem 6.1.2 do Anexo I), gastos em comunicação e marketing devem ser considerados no cálculo da margem regulatória. Mesmo sendo a única concessionária de gás canalizado em Pernambuco, a COPERGÁS atua em um mercado competitivo, enfrentando concorrência de GLP, biomassa, óleo combustível e combustíveis veiculares, que realizam ações promocionais cada vez mais robustas. A despesa em marketing e eventos institucionais visa aumentar o volume movimentado, reduzindo tarifas e promovendo modicidade tarifária.

Assinaturas de periódicos: O valor projetado contempla boletins e publicações especializadas essenciais para planejamento de suprimento, formação de preço do gás e análises estratégicas de mercado. O reajuste pelo IGP-DI sobre valores realizados em 2024 não reflete as necessidades atuais da Companhia para o ciclo nov/25–out/26 e a metodologia de média histórica utilizada pela ARPE não considera a expansão das necessidades técnicas e legais da concessionária. Garantir esses recursos atende ao princípio regulatório da eficiência e previsibilidade, previsto no Contrato de Concessão

2.1.3. Serviços Contratados

No item 5.3.2.3, referente a Serviços Contratados, a ARPE procedeu a glosas parciais e integrais com base em médias históricas de valores realizados e critérios percentuais não previstos contratualmente. Tal metodologia afronta o princípio da prospectividade tarifária, consagrado no modelo regulatório definido no Contrato de Concessão, que prevê a elaboração da margem com base em valores orçados para o ciclo futuro, e não apenas em desempenhos passados. Ao adotar critérios retrospectivos e desprovidos de previsão contratual, a ARPE acaba por comprometer a coerência metodológica do modelo regulatório e distorcer a sinalização econômica que assegura o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, fundamento essencial da regulação de serviços públicos delegados.

A COPERGÁS reitera que a previsão de serviços contratados reflete as necessidades reais de operação e expansão da rede, abrangendo atividades indispensáveis à segurança, confiabilidade e eficiência da prestação do serviço público, tais como manutenção das instalações, vigilância patrimonial, consultorias especializadas, auditoria, serviços jurídicos e de endomarketing, transporte operacional e conversão de usuários, justificado adiante:

Máquinas e equipamentos, Veículos, Auditoria e Leitura de consumo de clientes: Os valores orçados pela Copergás devem ser considerados em sua integralidade, visto que o ciclo de margem considera valores orçados de nov/25 a out/26, havendo tempo hábil para realizar nova licitação ou aditivos aos contratos atuais para realização de despesas orçadas referentes a tal conta.

Jurídica: A redução de R\$ 1.309.606 na conta jurídica não reflete a complexidade crescente das demandas judiciais e regulatórias às quais a Companhia vem sendo submetida. Destaca-se, ainda, que os contratos advocatícios contêm cláusulas de êxito, o que demanda a estimativa prévia de valores para fins orçamentários, garantindo a adequada provisão das despesas de acordo com a evolução dos processos e os riscos envolvidos. Diante disso, a Copergás solicita a reanálise da referida glosa.

A COPERGÁS discorda da análise realizada pela Agência Reguladora, que utilizou como critério de ajuste os valores realizados em 2024 acrescidos do índice IGP-DI. Ressalta-se que os valores orçados refletem as necessidades atuais da Companhia e que a utilização dos dados de 2024 como base não representa a realidade das necessidades atuais da Companhia, uma vez que as condições de mercado podem variar significativamente de um ano para outro.

Vigilância presencial e eletrônica: A COPERGÁS possui os contratos DTC 017.24 (Vigilância – Estações de Distribuição) e DAF 043.24 (vigilância para Sede Recife e Base Operacional de Caruaru), que totalizam R\$ 1.438.702, abaixo do valor aprovado pela ARPE. Ademais, o ciclo de margem considera valores orçados de nov/25 a out/26, havendo tempo hábil para realizar licitação e contratação para as despesas previstas.

Revisão Contábil / Tributária / Tarifária: A COPERGÁS destaca a necessidade de ampliação dos valores destinados a esta rubrica, considerando a crescente complexidade do ambiente regulatório e tributário. Em especial, será necessária a contratação de consultoria especializada para a Reforma Tributária, em virtude da extinção de quatro tributos e criação de três novos, o que impactará diretamente todas as áreas da Companhia. O escopo previsto abrange mapeamento de processos, diagnóstico de impactos, treinamentos, implantação e acompanhamento da transição, garantindo a conformidade e a adequada adaptação às novas exigências legais.

Conversão de usuários: A redução proposta não considera o esforço que a Copergás vem imprimindo para aumento de sua base clientes nos últimos anos. A aplicação de apenas um reajuste de valor por um indexador sinaliza que a ARPE não incentiva um crescimento da curva de captação de novos clientes além de que compromete a expansão do mercado e contraria o princípio de universalização do serviço. O valor originalmente proposto pela Concessionária está alinhado às metas de crescimento e à ampliação da base de usuários, fator essencial para o aumento da eficiência operacional e para a promoção da modicidade tarifária, à medida que os custos fixos passam a ser diluídos sobre um volume maior de consumidores. Dessa forma, recomenda-se o restabelecimento integral do montante, assegurando a continuidade das ações voltadas à conversão e à expansão do mercado atendido.

Serviços para manutenção das instalações: Foram apresentados à ARPE os contratos PRE 042.23, PRE 007.23, DAF 023.22, DAF 018.21, DAF 006.25, DAF 032.24, DAF 041.23, DAF 066.20 e DAF 041.22, que abrangem serviços essenciais de manutenção preventiva e corretiva das instalações da Companhia. Os serviços contemplam remoção de animais peçonhentos, manutenção de extintores, controle de acesso e CFTV, análises de qualidade da água e do ar, dedetização, manutenção de ar-condicionado, porta automática e sistema de alarme. Essas atividades garantem a segurança operacional, a integridade das instalações e a continuidade das operações da Copergás.

Pesquisa de mercado / satisfação dos usuários de GN, Serviços (Endomarketing / Folha / Outros), Transporte, Kit Gás e Estacionamento: Os valores orçados pela Copergás devem ser considerados em sua integralidade, visto que o ciclo de margem considera valores orçados de nov/25 a out/26, havendo tempo hábil para realizar nova licitação ou aditivos aos contratos atuais para realização de despesas orçadas referentes a tais contas.

Neste sentido, a COPERGÁS reitera a discordância da análise da Agência Reguladora em utilizar o histórico de valores realizados em tais contas.

Desenvolvimento Organizacional: A Copergás reforça a discordância da glosa aplicada a este programa, pois justificar sua exclusão porque não foi realizado no ano anterior banaliza a capacidade de gestão da administração da Companhia e promove a ineficiência da gestão do negócio. A inclusão desta despesa refere-se à implementação de um programa de capacitação e compliance corporativo, previsto para o novo ciclo tarifário. Está prevista a contratação de consultoria especializada com o objetivo de realizar o mapeamento de processos internos, possibilitando, a partir desse alinhamento, o aumento da eficiência operacional do corpo funcional. Ressalta-se, ainda, que o ciclo de margem considera os valores orçados para o período de novembro de 2025 a outubro de 2026, o que garante tempo hábil para a realização do processo licitatório e a contratação das despesas planejadas.

Marketing: A Copergás reforça a discordância da glosa aplicada a este item, pois justificar sua exclusão simplesmente pelo “entendimento da ARPE” sem qualquer fundamento técnico cria uma formação de critérios subjetivos sem qualquer nível de previsibilidade, contrário ao papel da agência. Tais despesas com serviços de terceiros e produtos de comunicação e marketing, voltados para a divulgação institucional e de produtos, de serviços de publicidade, propaganda, criação, arte, e de mídia são de relevada importância para desenvolver a marca e produtos em um mundo mais competitivo e expandido pela adoção de mídias sociais.

Serviço gráfico e Website: Refere-se às despesas com serviço gráfico a serem realizadas pela COPERGÁS. Ressaltamos também que o ciclo de margem considera valores orçados de nov/25 a out/26, havendo tempo hábil para realizar licitação e contratação para as despesas previstas.

Glosa Integral: SIPAT. A COPERGÁS discorda da análise da ARPE ao não considerar o valor informando que tal despesa não foi realizada nos últimos cinco anos – Destaca-se que, apesar de ser orçado nessa conta, os valores correspondentes à SIPAT são realizados em contas vinculadas anualmente à serviço prestado, visto a obrigatoriedade em legislação brasileira.

SIPAT: A SIPAT é uma atividade obrigatória prevista na legislação brasileira, especificamente, na norma regulamentadora NR 05 e na portaria nº 3.214 de 08 de junho de 1978. Dessa forma, através da SIPAT, é possível difundir o conhecimento sobre a prevenção de acidentes do trabalho, apresentando vínculo com a prestação de serviço de distribuição de gás, além de cumprir a lei.

2.1.4. Materiais

Quanto ao item 5.3.2.4, relativo a Materiais, a COPERGÁS discorda das glosas integrais e parciais aplicadas pela ARPE, uma vez que o fundamento utilizado, ausência de realização histórica, não se aplica ao modelo de revisão tarifária baseado em custos prospectivos.

O exemplo mais evidente é a glosa integral na conta “Materiais para Conversão de Usuários”, sob alegação de ausência de valores realizados. Tal entendimento é equivocado, visto que os valores foram efetivamente registrados em outra conta contábil (“Conversões de Clientes”), conforme comprovado nos demonstrativos contábeis enviados à Agência. Assim, o saldo total

executado em 2024 foi de R\$ 53.999,52, montante que comprova a continuidade dessa atividade.

Adicionalmente, o aumento projetado para esta rubrica é estratégico para o crescimento sustentável do mercado, uma vez que os materiais de conversão se destinam à ampliação de ligações residenciais e comerciais, segmentos de grande importância estratégica para ampliação da base de usuários.

No que tange à glosa parcial de Materiais de Divulgação, a COPERGÁS reafirma que os valores orçados foram elaborados conforme metodologia de Orçamento Base Zero (OBZ), refletindo as ações planejadas de comunicação e fortalecimento institucional para o ciclo 2025/2026. Assim, a simples aplicação de médias históricas desconsidera o caráter prospectivo e as novas demandas estratégicas da Companhia.

Dessa forma, à luz do subitem 6.1.4 do Anexo I do Contrato de Concessão e do princípio da cobertura integral de custos eficientes, a COPERGÁS solicita a reversão das glosas sobre Materiais, reconhecendo integralmente os valores previstos.

2.1.5. Despesas Tributárias

Em relação ao item 5.3.2.5, Despesas Tributárias, a COPERGÁS manifesta sua discordância quanto ao critério de glosa adotado pela ARPE, que se baseou em médias de exercícios anteriores, desconsiderando as novas obrigações legais e ambientais previstas para 2025/2026.

As despesas tributárias e ambientais apresentadas pela COPERGÁS referem-se a custos obrigatórios com licenciamento ambiental, taxas de fiscalização (TCFA), ARTs de manutenção, contratos CRA/CRC e renovação de licenças de operação (LO/RLO) em diversos municípios e ramais de distribuição. Tais despesas são de natureza recorrente e compulsória, diretamente vinculadas à operação do sistema de distribuição de gás canalizado, devendo, portanto, integrar o custo operacional regulatório.

O art. 14 do Contrato de Concessão assegura que as tarifas devem cobrir “todas as despesas realizadas pela Concessionária”, e o subitem 6.1.5 do Anexo I confirma a inclusão das taxas e tributos de responsabilidade da Companhia na base de cálculo da Margem Bruta de Distribuição. Assim, a glosa parcial aplicada pela ARPE representa violação direta ao contrato e ao princípio da integralidade da remuneração de custos eficientes.

Ademais, a COPERGÁS destaca que as despesas com licenciamento ambiental cresceram substancialmente em 2025, sendo que apenas entre janeiro e julho já foram executados R\$ 75.453,21, superando todo o valor realizado no exercício de 2024. Tal tendência evidencia que o critério adotado pela ARPE, baseado em médias históricas, não reflete a realidade operacional e regulatória atual.

Por fim, é importante reforçar que, conforme o mecanismo de Ajustes previsto no Contrato de Concessão, eventuais diferenças entre valores orçados e realizados devem ser compensadas nos ciclos subsequentes, não glosadas de forma unilateral, garantindo o reequilíbrio econômico-financeiro e a coerência entre custos efetivos e receitas reguladas.

Diante do exposto, a COPERGÁS requer a revisão integral das glosas aplicadas às Despesas Tributárias, reconhecendo os valores projetados como legítimos custos regulatórios vinculados à operação da concessão.

3. INVESTIMENTOS

A ARPE promoveu glosas no montante total de R\$ 22.215.800, sob o argumento de que parte dos investimentos não seria composta por bens reversíveis ou não apresentaria comprovação de execução. Todavia, conforme disposto na Cláusula 14.2 do Contrato de Concessão, os investimentos a serem remunerados devem compreender “todos os ativos utilizados, direta ou indiretamente, na exploração dos serviços de distribuição, incluídas as obras em andamento”.

A **Cláusula Nona** do Contrato de Concessão é evidente ao determinar que:

“Pertencerão, única e exclusivamente à Concessionária, todos os bens, equipamentos, canalizações e medidores utilizados na distribuição do gás, **assim como quaisquer outros bens móveis e imóveis adquiridos, por qualquer forma, inclusive veículos e máquinas, utensílios, mobiliários e linhas telefônicas.**” Grifo nosso

Dessa forma, móveis, utensílios, veículos e benfeitorias são reconhecidos contratualmente como bens da Concessionária utilizados na atividade de distribuição, integrando o escopo de ativos vinculados ao serviço concedido e, portanto, passíveis de remuneração regulatória.

Reforçamos que o serviço de distribuição de gás canalizado é uma atividade intensiva em capital e estrutura operacional complexa, que demanda infraestrutura de apoio à operação e à gestão do sistema, como:

- Veículos e maquinários utilizados em manutenção, inspeção e resposta a emergências;
- Equipamentos e mobiliários de bases operacionais e centros de controle; e
- Sistemas de comunicação, monitoramento e tecnologia da informação.

Tais bens são indispensáveis à continuidade e segurança do serviço, e sua exclusão da base remuneratória resulta em subavaliação do custo de capital e desequilíbrio econômico-financeiro do contrato, violando o art. 10º da Lei Federal nº 8.987/1995, que assegura à concessionária “*Sempre que forem atendidas as condições do contrato, considera-se mantido seu equilíbrio econômico-financeiro*”.

Análise e justificativas técnicas dos itens glosados

1. PETROLINA (Rede Local) – Fase III

- **Valor glosado:** R\$ 3.555.693,10
- **Justificativa da ARPE:** “Não foi solicitada à ARPE a aprovação dessa fase”.
- **Explicação COPERGÁS:** O projeto de expansão da rede local em Petrolina – Fase III decorre do planejamento plurianual de interiorização do gás natural, aprovado pelo Conselho de Administração. A Copergás submeterá o pleito de aprovação da Fase III do projeto da Rede Local de Petrolina até novembro de 2025. Dessa forma, haverá tempo hábil para análise e aprovação pela ARPE, bem como para a execução das obras planejadas para o

ciclo de novembro de 2025 a outubro de 2026. Recomenda-se o restabelecimento integral do valor glosado.

2. Bolsão Porto de Suape (Bunge – Tecon – Pandenor)

- **Valor glosado:** R\$ 1.830.114,95
- **Justificativa da ARPE:** “Verificou-se no GeoGás que não houve obras para esse bolsão apesar de valores aprovados na RTO passada; será dado apenas o complemento.”
- **Explicação COPERGÁS:** O investimento referente ao Bolsão Porto de Suape integra o plano de reforço da infraestrutura de suprimento voltado à área industrial estratégica do Complexo de Suape, com o objetivo de garantir capacidade operacional para futuras conexões industriais e expansão da base de consumidores. As etapas realizadas no período referem-se a atividades preparatórias, como elaboração de projetos executivos, obtenção de licenças e aquisição de materiais, que são fases indispensáveis à execução física das obras. Tais atividades, embora ainda não visíveis no GeoGás, compõem o ciclo de investimento regulatório, devendo ser consideradas como ativos em formação conforme o Contrato de Concessão.

Cabe destacar que o GeoGás possui natureza cadastral e de acompanhamento operacional, não constituindo instrumento de reconhecimento regulatório de investimentos. O reconhecimento do ativo deve se basear em documentação comprobatória, notas fiscais, registros contábeis e evidências físicas, devidamente registradas nos sistemas corporativos da Companhia. Dessa forma, a glosa baseada exclusivamente na ausência de registro no GeoGás carece de respaldo contratual e normativo, uma vez que nem o Contrato de Concessão nem seu Anexo I condicionam a remuneração de investimentos a esse controle administrativo. O investimento, portanto, mantém-se elegível à remuneração regulatória, por possuir finalidade comprovadamente vinculada à expansão e à confiabilidade do sistema de distribuição de gás natural na região de Suape

3. Garanhuns (Rede Local) – Fase II

- **Valor glosado:** R\$ 322.110,07
- **Justificativa da ARPE:** “Valores já repassados em RTOs anteriores.”
- **Explicação COPERGÁS:** O investimento refere-se à conclusão da obra, incluindo interligações, testes de estanqueidade e comissionamento, realizados após o encerramento do ciclo anterior. Assim, trata-se de saldo remanescente da execução física, não duplicidade.

4. Petrolina (Rede Local) – Fase II

- **Valor glosado:** R\$ 709.118,66
- **Justificativa da ARPE:** “Valores já repassados em RTOs anteriores.”
- **Explicação COPERGÁS:** O valor refere-se à complementação de rede secundária e ramais industriais, cuja execução ocorreu em 2025. Os registros de medição confirmam a realização efetiva das obras. Assim, o corte representa subavaliação. Sugere-se a reconsideração da glosa em R\$ 709.118,66.

5. Reforço de Rede – Av. Recife (Interligação RDA 395.2 e 422.4)

- **Valor glosado:** R\$ 7.495.703,52
- **Justificativa da ARPE:** “Valores já repassados na RTO anterior.”
- **Explicação COPERGÁS:** O reforço na Av. Recife visa melhorar a confiabilidade e capacidade de atendimento da malha metropolitana, reduzindo perdas de carga e permitindo novas conexões de clientes comerciais. Embora parte do valor tenha sido considerado em ciclo anterior, a execução da segunda etapa ocorreu em 2025. O

investimento integra o plano de segurança operacional da rede. Recomenda-se reavaliação do valor expurgado.

6. Benfeitoria em imóvel

- **Valor glosado:** R\$ 170.000,00
- **Justificativa da ARPE:** “Projeto não se encaixa no conceito de bem reversível.”
- **Explicação COPERGÁS:** As benfeitorias referem-se à adequação da infraestrutura física do centro de operações da Companhia, ambiente diretamente vinculado às atividades de controle de rede, telemetria e monitoramento de dutos, essenciais à continuidade e segurança da operação do sistema de distribuição. Trata-se, portanto, de investimento em ativo de apoio operacional indispensável à prestação do serviço público de distribuição de gás canalizado, o que o caracteriza como investimento regulatório indireto, conforme a cláusula 9ª do Contrato de Concessão, que considera todos os bens necessários à execução e manutenção do serviço concedido, bem como a Cláusula 14.2 “...os investimentos compreenderão todos os ativos da empresa utilizados, direta ou indiretamente, na exploração dos serviços de distribuição...” e clausula 18 “Extinta a concessão conforme estabelecido na Cláusula Décima Sétima, a CONCESSIONÁRIA será indenizada à vista, em dinheiro, pelos serviços, obras, imóveis, benfeitorias, equipamentos, redes de canalização, medidores e todos os demais bens de seu ativo, ...”. Dessa forma, a glosa aplicada carece de respaldo técnico e regulatório, sendo recomendável o reconhecimento integral do investimento para assegurar coerência entre o conceito contratual e a natureza funcional do ativo.

7. Móveis e Utensílios

- **Valor glosado:** R\$ 230.000,00
- **Justificativa da ARPE:** “Projeto não se encaixa no conceito de bens reversíveis.”
- **Explicação COPERGÁS:** Os móveis e utensílios em questão destinam-se ao equipamento de instalações técnicas e operacionais, como bases de manutenção, unidades de medição e centros de apoio às equipes de campo, sendo, portanto, indispensáveis ao funcionamento e à continuidade do serviço público de distribuição. De acordo com a Cláusula 14.2 e Cláusula 9 do Contrato de Concessão, são considerados todos os bens, móveis e imóveis, necessários à prestação dos serviços, incluindo expressamente “equipamentos, máquinas, veículos, mobiliário, utensílios e linhas telefônicas”. À luz desses dispositivos, não há fundamento jurídico ou regulatório que sustente a exclusão desses itens da base de investimentos regulatórios, uma vez que compõem a infraestrutura operacional mínima para execução das atividades da concessionária. Assim, a COPERGÁS propõe o reconhecimento integral do investimento, em conformidade com o conceito contratual de bem reversível e com a natureza operacional desses ativos

As glosas aplicadas pela ARPE, que somam **R\$ 22.215.800,15**, desconsideram aspectos operacionais e contratuais essenciais, sobretudo quanto à continuidade de obras já aprovadas e à natureza reversível dos bens. As justificativas apresentadas demonstram que os investimentos:

- decorrem de obrigações contratuais de expansão e modernização da rede;
- são comprovadamente indispensáveis à operação do sistema;
- estão alinhados ao Plano Orçamentário Plurianual 2026–2030, aprovado pela COPERGÁS e submetido à ARPE;
- e possuem respaldo técnico e documental, conforme planilhas e medições anexas.

Dessa forma, as justificativas apresentadas demonstram que os investimentos glosados pela ARPE são indispensáveis à operação, expansão e segurança do sistema de distribuição de gás

canalizado, possuindo natureza reversível e plena aderência ao que determina o Contrato de Concessão. Assim, a COPERGÁS solicita a reconsideração dos valores suprimidos, de modo que sejam restabelecidos à base de custo de capital, assegurando a adequada remuneração do investimento e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Cabe destacar que a exclusão indevida de investimentos, além de reduzir artificialmente o custo de capital, gera efeitos econômicos contrários à modicidade tarifária, como detalhado no subitem 3.1 – Impactos econômico-regulatórios da exclusão de investimentos

3.1. Impactos econômico-regulatórios da exclusão de investimentos

A exclusão de valores de investimento da base de custo de capital, sem a devida reclassificação ou compensação no Custo Operacional, gera distorção direta na estrutura tarifária e no equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão e compromete a coerência da metodologia regulatória. Isso porque, conforme o modelo regulatório adotado, os investimentos (INV) são remunerados à taxa de retorno contratual, amortizado por um período de 10 anos, enquanto as despesas operacionais (Custo Operacional) são reconhecidas integralmente no exercício de ocorrência. Assim, quando a ARPE exclui determinado valor da base de investimento, o montante passa ao custo operacional com maior impacto tarifário.

No caso específico apontado na Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025, página 36, a exclusão de R\$ 3.830.988 no custo de capital representa, sob a ótica da remuneração de investimento, um impacto de R\$ 0,0013/m³ na tarifa. Entretanto, ao ser indevidamente realocado como custo operacional, esse montante passa a representar R\$ 0,0103/m³, ou seja, um custo tarifário superior, com efeito contrário à modicidade. Tal resultado evidencia que a simples glosa de investimentos não reduz custos ao usuário, mas os realoca de forma ineficiente, penalizando os usuários, que passam a arcar com um custo operacional maior e uma perda de eficiência na estrutura tarifária e contraditório ao art. 2º, inciso I, da Lei Estadual nº 12.524/2003 determina que a regulação deve buscar eficiência técnica e modicidade tarifária.

Dessa forma, caso a Agência Reguladora entenda por não acatar a devida alocação como custo de capital, tecnicamente o correto seria reconhecer tal valor em custo operacional, conforme a própria lógica do modelo regulatório e a natureza das despesas reconhecidas no Anexo I do Contrato de Concessão. Caso contrário, a ausência de qualquer alocação, nem em CAPEX nem em OPEX, representaria uma falha de coerência técnica por parte da própria ARPE, uma vez que implicaria o desaparecimento contábil-regulatório de uma despesa efetiva, contrariando o princípio da integralidade de custos previsto no art. 14 do Contrato de Concessão.

Importa destacar que a Cláusula 2.1 do Contrato de Concessão estabelece que o serviço adequado deve ser prestado com regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade e modicidade tarifária. Para tanto, é indispensável que os investimentos, particularmente aqueles voltados à manutenção da segurança operacional, expansão da rede e modernização tecnológica, sejam devidamente reconhecidos e remunerados. A subavaliação desses investimentos, além de ferir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, cria desincentivos à expansão e à inovação, comprometendo o papel estruturante do gás natural no desenvolvimento econômico do Estado.

Portanto, a COPERGÁS requer a reanálise integral das glosas aplicadas, com o devido restabelecimento dos valores de investimento glosados e consequente recomposição da base de capital regulatória. Essa medida é essencial para garantir a coerência técnica do processo tarifário, a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato, e a observância dos princípios de eficiência, modicidade e transparência que orientam a regulação dos serviços públicos concedidos.

Dessa forma, a **COPERGÁS solicita a reconsideração parcial das glosas**, propondo a recomposição dos valores justificados e a homologação do total pleiteado de **R\$ 95.877.427,87** para o ciclo tarifário 2025/2026, em consonância com o Contrato de Concessão e o princípio da modicidade tarifária.

4. CONSIDERAÇÕES SOBRE O CONTRATO DE CONCESSÃO – ITEM 5.6 DA NT DA ARPE

A Agência de Regulação de Pernambuco (ARPE), conforme definido pela Lei Estadual nº 12.524/2003, exerce poder regulatório e fiscalizatório sobre a execução do serviço público concedido, devendo atuar nos limites da regulamentação técnica, tarifária e de fiscalização da prestação do serviço, sem ingerência sobre cláusulas contratuais originárias ou sua interpretação jurídico-legal.

Art. 2º Constituem objetivos da ARPE: *“1 - promover e zelar pela eficiência técnica e economicidade dos serviços públicos delegados, submetidos à sua competência regulatória, propiciando condições de regularidade, continuidade, segurança, atualidade, universalidade e modicidade das tarifas.”*

Art. 3º: *“Compete à ARPE a regulação de todos os serviços públicos delegados pelo Estado de Pernambuco, ou por ele diretamente prestados, embora sujeitos à delegação, quer de sua competência ou a ele delegados por outros entes federados, em decorrência de norma legal ou regulamentar, disposição convenial ou contratual.”*

Ou seja, a ARPE deve observar e aplicar o contrato, mas não tem competência para reinterpretar, reformatar ou questionar suas cláusulas, pois estas são objeto exclusivo de manifestação do Poder Concedente (o Estado), que detém a titularidade do serviço e a prerrogativa de alteração contratual.

Destaca-se que o Contrato de Concessão da COPERGÁS é um instrumento jurídico bilateral e vinculante, assinado entre o Poder Concedente (Estado de Pernambuco) e a Concessionária, com força normativa própria (art. 175 da Constituição Federal).

As cláusulas contratuais não são passíveis de revisão unilateral pelo regulador, exceto nos estritos casos previstos na Lei Federal nº 8.987/1995, notadamente para assegurar o equilíbrio econômico-financeiro e a adequação do serviço, jamais para reinterpretar obrigações contratuais firmadas pelo Poder Concedente.

Art. 23 da Lei nº 8.987/1995:

*“São cláusulas essenciais do contrato de concessão as relativas: (...)
II – ao modo, forma e condições de prestação do serviço;
IV – ao preço do serviço e aos critérios e procedimentos para o reajuste e a revisão das tarifas;
XI – aos critérios para o cálculo e a forma de pagamento das indenizações devidas à concessionária, quando for o caso.”*

Nesse sentido, o poder concedente é o titular do serviço público. Cabe-lhe celebrar e gerir o contrato de concessão, cabendo à agência reguladora a fiscalização da sua execução, nos limites do contrato e da lei.

Destaque ainda que a função regulatória deve observar estritamente a permissão legal, não substituindo a função do poder concedente, que permanece responsável pela celebração e alteração dos contratos, cabendo ao regulador zelar pelo cumprimento das cláusulas contratuais vigentes.

Oportuno registrar trecho do julgado da apelação cível nº **0011872-54.2013.4.03.6105/SP, 2013.61.05.011872-5/SP, da relatoria do desembargador Federal Carlos Muta, que assim fixou:**

EMENTA

DIREITO PROCESSUAL CIVIL. ADMINISTRATIVO. AÇÃO ORDINÁRIA. DUPLA APELAÇÃO. REMESSA OFICIAL. TRANSFERÊNCIA DE ATIVOS DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA AOS MUNICÍPIOS. RESOLUÇÃO NORMATIVA 414/2010 DA ANEEL. HONORÁRIOS ADVOCATÍCIOS. MANUTENÇÃO. RECURSOS DESPROVIDOS.

1. É cediço na doutrina e na jurisprudência que as agências reguladoras estão adstritas aos poderes que lhe são atribuídos por lei. Isso importa dizer que só podem reger conteúdo não disposto em lei prévia se assim lhes for permitido pelas competências que receberam legalmente, e nos estritos limites que lhes forem impostos, conforme voto da Min. Eliana Calmon, relatora do REsp 1.386.994, publicado no DJe de 13/11/2013: *"Prevê a Constituição Federal que somente a lei pode estabelecer obrigação de fazer ou não fazer. No caso, entretanto, o próprio legislador ordinário delegou à agência reguladora competência para a edição de normas e regulamentos sobre pontos específicos"*.

<https://web.trf3.jus.br/acordaos/Acordao/BuscarDocumentoGedpro/6674232>

Portanto, qualquer interpretação ou modificação das cláusulas contratuais deve ocorrer por ato bilateral entre o Poder Concedente e a Concessionária, com posterior homologação pela ARPE, e não por iniciativa interpretativa autônoma da Agência.

Esses entendimentos reafirmam que a análise de cláusulas contratuais, seus efeitos e eventuais revisões não é de competência da ARPE, mas do Poder Concedente (Estado de Pernambuco), parte signatária e titular do contrato.

Ao emitir interpretações sobre dispositivos do contrato, a ARPE ultrapassa seu limite de atuação legal e fere o princípio da legalidade administrativa (art. 37 da Constituição Federal), pois cria efeitos jurídicos sem competência legal para tanto.

O regime das concessões distingue **três esferas distintas de atuação**:

- O **Poder Concedente** (Estado): detém a titularidade do serviço e celebra o contrato;
- A **Concessionária**: executa o serviço, assumindo obrigações e riscos;
- O **Regulador (ARPE)**: fiscaliza a execução e aplica a metodologia tarifária.

Ao se pronunciar sobre o conteúdo jurídico do contrato, a ARPE atua fora de sua esfera funcional, configurando ingerência indevida sobre ato administrativo perfeito e bilateral, o que pode gerar nulidade parcial do trecho da Nota Técnica, por vício de competência.

A COPERGÁS manifesta discordância quanto ao entendimento expresso no item 5.6 nas páginas 53 e 54, onde a ARPE coloca o seguinte argumento: Página 53, *“Desse modo, é importante registrar que no cenário econômico atual, de maior estabilidade e previsibilidade inflacionária, percebem-se como excessivas as taxas contratuais de remuneração. Assim, no âmbito da revisão tarifária observa-se que essas taxas ao tempo em que contribuem na **garantia do equilíbrio econômico da concessão**, atuam como força oposta à busca pela eficiência dos gastos e à modicidade tarifária.”* Grifo nosso.

Já na página 54, o texto aborda: *“Considerando o contexto do ambiente de poder econômico do monopólio natural do mercado de gás canalizado, **cabe à Agência atuar na garantia do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, através da remuneração adequada do Contrato, bem como pela modicidade tarifária, sendo necessário para isto, adotar critérios para estimular e absorver custos eficientes na margem, bem como, estabelecer a margem bruta de distribuição como limite remuneratório da Concessionária.**”* Grifo nosso

Os trechos citados acima contêm interpretação equivocada do papel regulatório da ARPE, ao vincular a margem bruta de distribuição a um suposto “limite remuneratório”, conceito inexistente na Lei do Gás de Pernambuco, na Lei de Criação da ARPE e no Contrato de Concessão da COPERGÁS. A margem é um instrumento de recomposição tarifária, calculada a partir da estrutura de custos e investimentos, não um limite artificial de retorno.

A ARPE fundamenta sua argumentação em um falso dilema entre modicidade tarifária e equilíbrio econômico-financeiro. Contudo, a Lei do Gás Natural de Pernambuco e a Lei Federal nº 8.987/1995 estabelecem que ambos os princípios são complementares, devendo ser alcançados de forma simultânea, sem que um inviabilize o outro.

Adicionalmente, a Lei Estadual nº 12.524/2003, ao instituir a ARPE, não lhe confere poder para alterar ou reinterpretar o modelo econômico-financeiro definido contratualmente, apenas para fiscalizar sua aplicação

Art. 10º da Lei Federal nº 8.987/1995: *“Sempre que forem atendidas as condições do contrato, considera-se mantido seu equilíbrio econômico-financeiro.”*

Portanto, a modicidade tarifária não pode ser obtida por meio de glosas arbitrárias ou reduções de custos legítimos, mas pelo estímulo à eficiência dentro do equilíbrio contratual, e este equilíbrio é obrigação compartilhada com o Poder Concedente, não prerrogativa autônoma da ARPE.

Ainda neste entendimento, a margem bruta de distribuição é definida no contrato e nas normas regulatórias estaduais como o montante necessário à cobertura dos custos operacionais, depreciação, tributos e remuneração do capital investido. Ela não representa um teto remuneratório, mas sim um resultado técnico de cálculo tarifário, composto por elementos mensuráveis e auditáveis.

Logo, a margem é o mecanismo de recomposição dos custos da Concessionária, não um instrumento de limitação de ganhos. A criação de um “limite remuneratório” é inovação interpretativa sem respaldo legal, que altera unilateralmente a equação econômico-financeira da concessão, violando o art. 37, XXI da Constituição Federal e o art. 23 da Lei nº 8.987/1995.

A interpretação e aplicação das cláusulas contratuais são atribuições exclusivas do Poder Concedente, que pode, se entender necessário, solicitar parecer técnico da ARPE para subsidiar decisões.

No entanto, a ARPE não pode reinterpretar obrigações contratuais nem condicionar a regulação tarifária a entendimentos próprios sobre o contrato, sob pena de invasão de competência e quebra do princípio da segurança jurídica (art. 5º, XXXVI, da CF).

Dessa forma, a COPERGÁS requer que:

- Seja **desconsiderada qualquer manifestação da ARPE que envolva interpretação, modificação ou reavaliação de cláusulas contratuais;**
- Eventuais divergências sobre o contrato sejam **tratadas exclusivamente entre a Concessionária e o Poder Concedente**, na forma prevista nas **Cláusulas 20ª e 21ª** do Contrato de Concessão (que disciplinam a solução de controvérsias e revisões contratuais);
- A ARPE limite-se à **aplicação dos parâmetros técnicos e regulatórios definidos no Contrato e em lei**, preservando o princípio da legalidade e da separação de funções administrativas.

Neste sentido, concluímos que A ARPE não possui competência para reinterpretar o Contrato de Concessão, cuja gestão e interpretação cabem ao Poder Concedente, conforme Lei Estadual nº 12.524/2003 e Lei Federal nº 8.987/1995. As manifestações da ARPE sobre conteúdo contratual ultrapassam a função regulatória, configurando invasão de competência e vício de legalidade e as cláusulas contratuais vigentes têm força de lei entre as partes, e sua revisão ou reinterpretação depende de ato bilateral, não podendo ser modificadas por Nota Técnica regulatória.

Assim, requer-se o afastamento das considerações inseridas no item 5.6 da Nota Técnica, por se tratar de matéria estritamente contratual e de competência exclusiva do Poder Concedente, devendo a ARPE restringir-se ao exercício de suas funções técnico-regulatórias.

5. ESCLARECIMENTOS ADICIONAIS

5.1. Redução de volumes.

A COPERGÁS é uma concessionária de serviço público de distribuição de gás canalizado no Estado de Pernambuco e sua atuação está estritamente vinculada ao modelo de concessão previsto no Contrato firmado com o Poder Concedente, que tem como objeto a atividade de distribuição, compreendendo a operação, manutenção e expansão da infraestrutura responsável pela entrega do gás natural aos usuários finais.

Neste sentido, a COPERGÁS apresenta os seguintes esclarecimentos adicionais quanto à variação negativa dos volumes distribuídos, apontada pela ARPE como fator determinante para o resultado do cálculo da Parcela de Ajustes.

A redução de aproximadamente 13% nos volumes realizados em relação ao projetado não decorre de falhas operacionais ou de planejamento por parte da Companhia, mas sim de fatores externos, conjunturais e não controláveis, que impactaram diretamente o mercado de gás no Estado de Pernambuco ao longo do tempo.

Em primeiro lugar, destaca-se a mudança estrutural no mercado de combustíveis automotivos, com a expansão acelerada da frota de veículos elétricos e híbridos, impulsionada por políticas nacionais, estaduais e incentivos fiscais. Esse movimento, somado à maior competitividade do etanol, reduziu significativamente a atratividade econômica do Gás Natural Veicular (GNV), repercutindo de forma direta sobre os volumes distribuídos nesse segmento.

Adicionalmente, o período foi marcado pela redução de consumo industrial, motivada pela desaceleração econômica e pela migração ou descontinuidade de operações de grandes consumidores instalados no Estado, especialmente nos setores ceramista, químico, automotivo, petroquímico, a exemplo da indústria Arlanxeo, grande usuário que encerrou suas atividades em 2024, e alimentício. Tais fatores resultaram na perda de volumes expressivos, sem qualquer relação com a eficiência operacional da Companhia, mas sim decorrentes de decisões estratégicas empresariais e de dinâmica macroeconômica nacional.

Diante desse cenário, é importante ressaltar que a redução de volumes não constitui risco inerente à gestão da COPERGÁS, mas um fator externo ao controle da Companhia, enquadrando-se entre os riscos sistêmicos não gerenciáveis reconhecidos no próprio modelo contratual e regulatório e que não houve qualquer superdimensionamento de volumes pela Copergás.

O Contrato de Concessão firmado entre o Estado de Pernambuco e a COPERGÁS adota metodologia de natureza prospectiva, baseada na estrutura *cost plus*, que considera as projeções de custos, investimentos e volumes esperados. O Componente Ajuste é justamente o mecanismo destinado a equalizar as diferenças entre o previsto e o realizado, assegurando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, princípio este previsto na Lei Estadual nº 15.900/2016 (Lei do Gás Natural de Pernambuco) e na Lei Federal nº 8.987/1995.

Desse modo, a desconsideração dos efeitos da redução de volumes na Parcela de Ajustes implica, na prática, transferir à Concessionária o ônus de fatores alheio, contrariando o princípio

da neutralidade regulatória e comprometendo a modicidade tarifária futura, ao postergar compensações que poderiam ser absorvidas no ciclo corrente.

Em síntese, a COPERGÁS reforça que a redução dos volumes distribuídos resulta de condições estruturais e de mercado fora de sua esfera de controle, e que a adequada aplicação do mecanismo de Ajuste é essencial para recompor a margem de forma transparente, previsível e contratualmente equilibrada, preservando tanto o interesse público quanto a sustentabilidade econômico-financeira da concessão.

5.2. Mercado Livre.

Outro ponto a destacar é que a Copergás reconhece o posicionamento da ARPE quanto à necessidade de aprofundar o debate e estruturar a regulamentação específica do Mercado Livre, conforme exposto na Nota Técnica nº 004/2025.

Ao mesmo tempo, a Companhia entende a importância de considerar as diretrizes já apresentadas pela distribuidora em relação à definição do fator de Mercado Livre, sobretudo diante das discussões em andamento com usuários industriais e da possibilidade de que alguns desses usuários migrem para o Mercado Livre ainda durante o ciclo de margem compreendido entre novembro de 2025 e outubro de 2026.

Nesse contexto, a Copergás sugere que, enquanto não houver regulamentação específica da ARPE, seja mantida para o segmento industrial do Mercado Livre, no mínimo, a mesma estrutura de margem atualmente praticada no mercado cativo, garantindo coerência metodológica e neutralidade tarifária entre os segmentos.

Assim, a aplicação transitória da mesma estrutura de margem contribuiria para o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, previsibilidade regulatória e continuidade operacional, até que a ARPE conclua o processo de normatização definitiva do Mercado Livre.

6. CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

A COPERGÁS, no exercício de sua responsabilidade institucional enquanto concessionária do serviço público de distribuição de gás canalizado no Estado de Pernambuco, vem apresentar as manifestações e fundamentos técnicos, contratuais e jurídicos relativos às glosas aplicadas pela ARPE na Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025, referentes ao cálculo da Margem Bruta de Distribuição para o ciclo tarifário de novembro/2025 a outubro/2026.

Em todas as análises e contestações aqui expostas, notadamente nos componentes de Custo Operacional, Ajustes, Custo de Capital e Margem Regulatória, a Companhia buscou demonstrar, de forma clara e objetiva, que as metodologias e premissas adotadas pela ARPE não refletem integralmente o modelo contratual vigente, tampouco as condições reais e necessárias para a adequada prestação do serviço público concedido.

O Contrato de Concessão é o instrumento jurídico vinculante entre o Poder Concedente e a Concessionária, possuindo natureza bilateral e força de lei entre as partes, nos termos do artigo 421 do Código Civil e da Lei nº 8.987/1995. Assim, sua interpretação e aplicação devem observar rigorosamente o princípio do equilíbrio econômico-financeiro (art. 9º, §2º, e art.10 da Lei nº 8.987/95), bem como a garantia de cobertura integral dos custos e remuneração adequada do capital investido, conforme expressamente previsto em sua Cláusula 14:

“As tarifas do serviço de distribuição de gás canalizado serão fixadas pela CONCESSIONÁRIA e aprovadas pelo CONCEDEnte, de forma a cobrir todas as despesas realizadas pela CONCESSIONÁRIA e a remunerar o capital investido.”

Ademais, cumpre destacar que a competência da ARPE, definida pela Lei Estadual nº 12.524/2003, restringe-se à regulação, controle e fiscalização técnica e econômica da concessão, não lhe cabendo reinterpretar cláusulas contratuais ou inovar na criação de critérios tarifários não previstos no instrumento da concessão, matéria que permanece sob competência exclusiva do Poder Concedente.

Ao extrapolar o escopo técnico e adentrar em aspectos de natureza contratual, a ARPE ultrapassa os limites de sua função regulatória, contrariando o princípio da legalidade e o pacto firmado entre as partes. É dever da Concessionária, portanto, zelar pela observância estrita do contrato e pela manutenção da segurança jurídica que sustenta o ambiente regulatório.

Nesse sentido, a COPERGÁS reitera que suas manifestações não configuram enfrentamento institucional, mas sim o exercício legítimo de defesa técnica e jurídica, instrumento indispensável à preservação da estabilidade regulatória, da previsibilidade dos investimentos e da modicidade tarifária, pilares que sustentam o equilíbrio do setor de gás canalizado.

Por fim, reitera-se que todas as despesas apresentadas, especialmente aquelas relacionadas a pessoal, serviços contratados, materiais, despesas gerais e tributárias, encontram-se devidamente respaldadas em obrigações legais, acordos coletivos, práticas de mercado e referências de outras agências estaduais, devendo, portanto, ser reconsideradas e reincluídas na base de cálculo da margem regulatória, assim como os investimentos devidamente justificados sejam reincorporados a base de custo de capital.

A COPERGÁS reafirma seu compromisso com a transparência, a eficiência operacional e o cumprimento integral do Contrato de Concessão, colocando-se à disposição da ARPE para eventuais esclarecimentos complementares e aprofundamentos técnicos que se façam necessários à adequada revisão da matéria ora apresentada.

ANEXOS:

- i. CT. COPERGÁS 089/2021 de 23/07/2021;
- ii. CT. COPERGÁS 104/2022 de 11/10/2022;
- iii. CT. COPERGÁS nº 117/2023 de 10/10/2023;
- iv. CT. COPERGÁS nº 096/2024 de 10/10/2024;
- v. Entendimento sobre exclusão do TOP não recuperáveis da conta gráfica no âmbito da proposta de revisão da resolução ARPE nº 216/2022; e

vi. Publicação Diário Oficial aditamento DAF 003.21.

IBP-GN 022/2025

Rio de Janeiro, 15 de outubro de 2025

À ARPE - Agência de Regulação de Pernambuco
Av. Conselheiro Rosa e Silva, nº 975 - Aflitos, 52050-020, Recife - Pernambuco

At.: Ilmo. Sr. Carlos Porto Filho
Diretor-Presidente

Assunto: Contribuição do IBP para a Audiência Pública ARPE nº 04/2025 de apresentação e discussão dos estudos técnicos relativos à Revisão Ordinária da Margem Bruta de Distribuição da Copergás

Referência: Audiência Pública ARPE nº 04/2025

Ilmo. Senhor Diretor Presidente,

O Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), principal representante das empresas produtoras de petróleo e gás natural no País, vem, por meio deste documento, apresentar suas contribuições complementares à Audiência Pública ARPE nº 04/2025 sobre Revisão Ordinária da Margem Bruta de Distribuição da Copergás.

Primeiramente, o IBP parabeniza a ARPE pela abertura deste processo de consulta pública, entendendo que esta é uma ação essencial para garantir maior transparência e participação social nas regulamentações do setor. A iniciativa reforça o compromisso da Agência com o diálogo amplo, aberto e construtivo, permitindo que todos os agentes contribuam efetivamente para o aprimoramento regulatório e para o desenvolvimento de um mercado cada vez mais dinâmico e eficiente.

Entretanto, aponta que - independentemente de qualquer calendário de aprovação de revisões tarifárias ordinárias, o qual, no caso particular do estado de Pernambuco ocorre anualmente - é necessário que seja concedido prazo suficiente e adequado para a avaliação das informações disponibilizadas pelo Poder Concedente estadual de modo a assegurar o envio de contribuições completas e robustas por parte dos interessados. Entende-se que somente assim é possível garantir a ampliação da participação social, melhor qualidade da

regulamentação, ampla coleta de informações, modernização do marco regulatório e a promoção do diálogo.

Nesta medida, o IBP recomenda que o prazo concedido anualmente para a apresentação de contribuições sobre os dados referentes às revisões tarifárias da distribuidora de gás natural esteja em linha com os prazos usualmente concedidos em outros estados e também pela União. Dito de forma mais clara: que se considere prazo de, pelo menos, 45 dias para a consulta pública de um tema complexo que afeta diretamente o interesse público, e não apenas 7 (sete) dias úteis, como ocorre na AP em curso.

Feita tal consideração preliminar, é importante notar que, pela leitura dos documentos e informações disponibilizados, as propostas apresentadas pela distribuidora e, em menor grau, pela agência reguladora, resultam em elevação expressiva das margens de distribuição, em um cenário de estagnação da demanda e ausência de perspectivas de crescimento no curto prazo.

Verifica-se que o crescimento acumulado do investimento (CAPEX) e gastos operacionais (OPEX) superam amplamente os índices de inflação observados desde 2019, sem que haja correspondência com a evolução do consumo ou com a ampliação efetiva do mercado. Ademais, a adoção de metodologias que introduzem fatores transitórios, redutores de volume para cálculo tarifário e remuneração sobre despesas operacionais tende a onerar excessivamente as tarifas e criar distorções regulatórias, indo na contramão dos princípios de eficiência e competitividade estabelecidos pela Lei nº 14.134/2021.

Além disso, algumas temáticas ainda carecem de tratamento adequado, como a criação de tarifa específica para redes dedicadas (TUSD-E) e a revisão da taxa de remuneração, hoje em 20%, valor quase 3 vezes superior às melhores práticas nacionais.

Reforça-se, ainda, a importância de aprimorar os mecanismos de participação social e transparência nos processos tarifários, incluindo prazos mais adequados para contribuições.

Neste sentido, e de modo a contribuir com a avaliação adequada da proposta de revisão tarifária, seguem as principais recomendações do IBP que visam garantir um ambiente regulatório equilibrado, que assegure a sustentabilidade econômica da distribuidora sem comprometer a competitividade do gás natural e o interesse dos consumidores pernambucanos. São elas:

1. Aumento tarifário

A proposta da Copergás de aumentar em 63% a margem de distribuição, passando de 0,4261 R\$/m³ (~2 US\$/MMBTU) para 0,6961 R\$/m³ (3,3919 US\$/MMBTU), está em completo descompasso com os objetivos de desenvolvimento do mercado de gás e ganhos de competitividade para o energético - além de onerar de forma desproporcional os consumidores do insumo, o que certamente afeta a competitividade do estado e reduz o incremento do uso do gás natural.

Mesmo com o louvável esforço da ARPE em expurgar e reduzir custos, o resultado de aumento de 26%, passando para 0,5399 R\$/m³ (2,6308 US\$/MMBTU) ainda não condiz com a realidade de queda histórica da demanda e previsão de manutenção da demanda para 2026 nos níveis de 2025.

2. Aumento de CAPEX e OPEX

Outro aspecto importante diz respeito ao aumento do CAPEX entre 2019 e 2024 ser consideravelmente superior aos aumentos verificados nos índices de inflação no mesmo período. No CAPEX homologado da ARPE, observou-se aumento acumulado de 323%, enquanto o CAPEX realizado pela Copergás teve aumento de 270%. Na comparação com os índices de inflação, verifica-se 39% de aumento no IPCA e 69% no IGP-M.

Mesmo com redução do valor proposto para homologação para o ciclo 2025-2026 na casa de 40%, frente o aprovado no ciclo anterior, desde 2019 seria acumulado crescimento na ordem 150%, ou seja, ainda muito superior ao acumulado de inflação.

O mesmo ocorreu no caso dos custos operacionais (OPEX). Considerando os dados apresentando entre 2021 e 2024, o OPEX autorizado pela ARPE aumentou 66% enquanto o IPCA registrou, no mesmo período, aumento de 15%.

Estes aumentos vão na contramão do crescimento do mercado Pernambucano de gás, o qual manteve suas vendas no mercado não térmico na ordem de 1,5 MMm³/dia desde 2019. A própria ARPE deixa claro esse cenário esquizofrênico de crescimento do investimento frente o desenvolvimento do mercado pernambucano ao afirmar que *“Tal cenário evidência que ao passo que a Copergás está investindo mais em expansão, tal crescimento não vem sendo acompanhado pela ampliação do consumo”*.

Quanto ao OPEX, comparando o período dos dados disponibilizados entre 2021 e estimativa para 2026, observa-se um aumento da relação OPEX/m³ vendido de mais de 70%, passando de 0,11 para 0,19, considerando a proposta revisada pela ARPE.

3. Fator adicional transitório

A metodologia apresentada pela Copergás para o cálculo da margem bruta contempla a criação de um fator adicional transitório para custeio de atividades de gestão do mercado livre. A base deste argumento subjetivo e sem precedentes é que a Copergás continuaria com responsabilidades perante os agentes livres e atuaria em um ambiente mais complexo.

Entretanto, gostaríamos de chamar atenção para o fato de que as obrigações da distribuidora se limitam à sua atividade-fim que é, de fato, a distribuição de gás, e não a sua comercialização (atividade de competência da União).

Para os serviços de distribuição, a regulação já prevê mecanismos de remuneração, que são aqueles consubstanciados na estrutura tarifária pelo uso do sistema de distribuição que, inclusive, é paga pelos agentes livres. Quando ocorre a migração do agente para o mercado livre, a relação de comercialização de gás entre este agente e a distribuidora deixa de existir, não havendo justificativa para uma cobrança adicional a este agente.

Por fim, a criação desta taxa, injustificada e abusiva, repita-se, configura a formação de uma barreira à entrada para o ambiente livre, indo na contramão da maioria das legislações estaduais sobre o tema, em evidente conflito com os princípios da concorrência, da livre escolha e da eficiência econômica, entre outros.

4. Divulgação e prazo para contribuições

Conforme apontado inicialmente, o período disponibilizado para que o mercado apresente contribuições de forma estruturada neste processo (de 07 a 15 de outubro de 2024) revela-se insuficiente diante da complexidade e da importância do tema. As informações e documentos disponibilizados sobre a base de todo o processo de receitas e despesas da distribuidora, são complexos e merecem ser analisados em tempo adequado, especialmente se considerarmos os impactos diretos na margem aplicada aos usuários.

Um prazo de apenas 10 dias corridos (7 dias úteis) compromete a capacidade do mercado de elaborar contribuições fundamentadas e consistentes, essenciais para subsidiar decisões adequadas por parte da agência. A limitação temporal aumenta o risco de contribuições menos elaboradas ou insuficientes, o que pode resultar em decisões menos precisas e alinhadas aos objetivos regulatórios.

Diante disso, recomendamos fortemente que sejam considerados prazos para contribuições do mercado não inferiores a 45 dias, nos termos da Lei nº 13.848/2019, a qual deve ser observada pelas legislações estaduais.

5. Necessidade de implementação de uma Tarifa Específica para Uso do Sistema de Distribuição (TUSD-E)

Entendemos ser necessária a definição de uma tarifa específica para agentes atendidos por redes exclusivas e específicas, conforme previsto na Lei Federal 14.134/2021 que estabelece, em seu Art. 29, §1º, que:

§ 1º As tarifas de operação e manutenção das instalações serão estabelecidas pelo órgão regulador estadual em observância aos princípios da razoabilidade, da transparência e da publicidade e às especificidades de cada instalação.

Ou seja, os casos em que as instalações de consumo são atendidas por gasodutos dedicados, sem conexão com o sistema da concessionária de distribuição devem ser contemplados por uma tarifa específica que guarde relação com as especificidades de cada instalação, incluindo os custos de investimento e de operação, o que é adotado por grande parte dos estados no País.

Entendemos que abordar a necessidade da TUSD-E é pertinente neste momento dado que a sua aplicação possui impactos no cálculo da margem da distribuidora e no potencial de desenvolvimento do mercado de gás pernambucano.

6. Considerações sobre a taxa de retorno

Corroboramos o entendimento expressado no item 5.6 da Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025, que afirma que a taxa de remuneração anual de investimento - definida em 20% - está em um patamar inadequado considerando os valores praticados no mercado para o serviço de distribuição de gás canalizado.

Pode-se observar que há estados, como Espírito Santo, São Paulo e Rio de Janeiro, que possuem taxas muito inferiores, na ordem de 7%. Ainda que a definição da taxa de remuneração seja dada pelo contrato de concessão, a discrepância em relação ao nível praticado pelo mercado levou, por exemplo, à realização de uma consulta pública em Sergipe na qual se discutiu a adequação da taxa de remuneração prevista no contrato de concessão do estado, tornando-a mais adequada ao contexto atual do mercado e sinalizando uma preocupação com relação aos níveis de competitividade do estado.

Reconhecemos que este aspecto não está em discussão no presente processo de revisão tarifária, mas julgamos relevante registrar essa informação para fins de transparência e clareza na análise.

7. Retorno sobre gastos operacionais

O modelo proposto para cálculo da margem bruta produz incentivos à ineficiência ao definir que os gastos operacionais sejam remunerados assim como os investimentos. Ainda que a remuneração desses itens seja estabelecida pelo contrato de concessão, é preciso que se reflita acerca da aderência dessa previsão com o atual estágio do mercado de gás.

Causa ainda maior estranheza a aplicação de remuneração aplicada ao grupo “Despesas Tributárias”, o que garante à concessionária retorno sob suas obrigações de pagamento de tributos. No total previsto para o ciclo 2025-2026 no cenário de Análise da ARPE, sozinha, a remuneração do OPEX totalizará 25% da remuneração prevista ao investimento e quase 10% da Receita da Margem Regulatória.

Assim, a exclusão da remuneração dos gastos operacionais vai na linha do aumento da competitividade das tarifas e do aumento da eficiência, fomentando, assim, o setor de gás natural no estado.

Nesse contexto, a exclusão da remuneração do OPEX no cálculo tarifário reduziria a margem proposta pela ARPE em 7%, o que parece um resultado desejável em prol da modicidade tarifária.

8. Aplicação do redutor de volume

Observa-se que, na fórmula de cálculo do Custo de Capital, é realizada a multiplicação do investimento por uma taxa de remuneração, parcela que é somada ao imposto de renda e posteriormente dividida por 80% (oitenta por cento) do volume projetado para o ano pela distribuidora.

A utilização de 80% (oitenta por cento) do volume projetado (ao invés do volume projetado integral) faz com que a tarifa seja majorada. Portanto, ainda que isso também esteja previsto no contrato de concessão, nossa recomendação é que seja utilizado na fórmula de cálculo a integralidade do volume projetado.

A proposta de utilização de 100% da previsão de demanda tem como objetivo mitigar o impacto nas contas da distribuidora ao mesmo tempo em que são dadas sinalizações positivas ao mercado consumidor, propiciando uma reversão do ciclo de redução de consumo que, em poucos anos, poderá significar uma retomada do crescimento dos investimentos. Trata-se, portanto, de um “freio de arrumação” necessário para desenvolvimento sustentável do mercado de gás (distribuidora e consumidores).

Apenas com essa alteração da metodologia de cálculo, haveria uma redução de 0,1080 R\$/m³ (20%) na tarifa proposta na análise da ARPE, chegando à 0,4319 R\$/m³, ou 1,3% de aumento frente ao praticado hoje.

9. Aplicação de Taxa de Fiscalização para o Mercado Livre

De forma resumida, entendemos que não deve ser admitida a cobrança de taxas de fiscalização nas legislações estaduais no que concerne às atividades de comercialização de gás natural. Isso se explica pelo fato de que a competência para regular, contratar e fiscalizar esse tipo de atividade se dá, por força de lei constitucional e infraconstitucional, no âmbito federal, ou seja, de atribuição da ANP, não devendo haver sobreposição por parte da regulação estadual.

A supressão da cobrança dessa taxa além do viés de legalidade, representa uma sinalização positiva do estado, no sentido do desenvolvimento do mercado de gás natural, nos moldes preconizados pela Lei 14.134/2021 - o que já se observa na maioria das normas estaduais sobre a atividade de distribuição de gás natural. A eliminação dessa cobrança configura um vetor de redução de custos, estímulo à concorrência e aumento da demanda pelo insumo.

Considerações Finais

Como já amplamente detalhado nesta contribuição, há, claramente, um desalinhamento entre as propostas de revisão da margem frente ao desenvolvimento do mercado de gás de Pernambuco. O anúncio de aumento significativo na margem, se aproximando de 3 US\$/MMBTU, frente a um mercado consumidor em retração, sinaliza para um futuro mais restritivo ao crescimento do consumo no estado.

Configura-se o que é conhecido como o “Espiral da Morte”, situação de um ciclo vicioso em que a redução do consumo pressiona a recomposição de custos, levando ao aumento da margem e contínua redução do consumo. Nesse caso, a situação é agravada pelo aumento de custos operacionais e elevados investimentos, pressionando por um aumento ainda maior da margem.

Assim, entendemos que, frente a este cenário restritivo do mercado, **o resultado da RTO deveria indicar, no máximo, a manutenção da margem atual**, o que significaria esforços para **redução de custos adicionais na ordem de R\$ 52 milhões**, ou 14% da “Margem Regulatória - Subtotal” proposta pela Copergás.

Em uma proposta alternativa, ajustando o cálculo tarifário para utilizar 100% da demanda prevista, a redução adicional necessária seria de apenas R\$ 3,3 milhões, ou 0,6% da “Margem Regulatória - Subtotal” proposta pela Copergás. O detalhamento dessas propostas está apresentado na Tabela 1 abaixo:

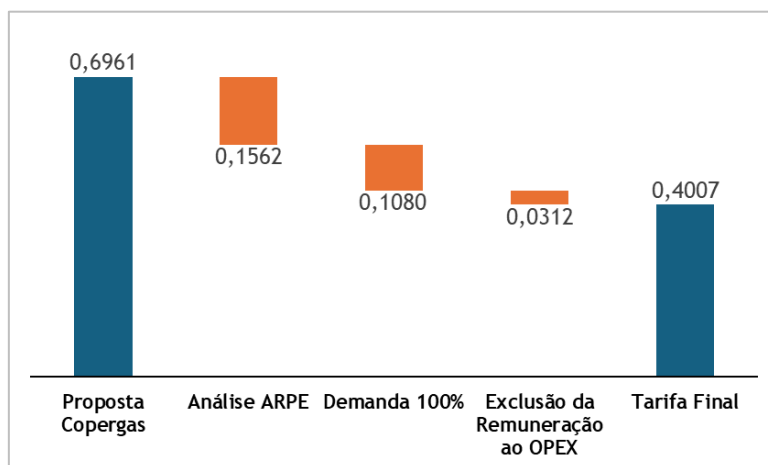
Tabela 1. Simulação de redução necessária na receita da “Margem Regulatória - Subtotal” para manutenção da margem ao praticado no ciclo 2024-2025

	Proposta Copergás	Análise ARPE	Proposta IBP - Demanda 80%	Proposta IBP - Demanda 100%
Volume Previsto (m ³)	453.791.657,00	453.791.657,00	453.791.657,00	567.239.571,25
Margem Regulatória - Subtotal	R\$ 359.491.627,0000	R\$ 288.602.668,1400	R\$ 236.979.872,8377	R\$ 285.320.029,0996
Margem Regulatória a ser aplicada ao mercado cativo e livre	R\$ 315.872.379,0000	R\$ 244.983.420,3500	R\$ 193.360.625,0477	R\$ 241.700.781,3096
Margem final (R\$/m ³)	0,6961	0,5399	0,4261	0,4261
Redução Margem Regulatória frente Proposta Copergás	-	-R\$ 70.888.958,8600	-R\$ 122.511.754,1623	-R\$ 74.171.597,9004
Redução adicional da Margem Regulatória nas Propostas IBP frente Análise ARPE	-	-	-R\$ 51.622.795,3023	-R\$ 3.282.639,0404
Variação % da margem frente margem do ciclo 2024-2025	63%	27%	0%	0%
Variação % da margem frente Proposta Copergás		-22%	-39%	-39%

Fonte: cálculos próprios a partir das propostas de RTO da Copergás e ARPE, 2025.

Considerando um viés de redução da margem atual, o mesmo resultado de manutenção da margem atual seria possível alcançar conjugando a Análise da ARPE à utilização de 100% da demanda prevista e à exclusão da remuneração do OPEX, conforme apresentado no Gráfico 1, abaixo:

Gráfico 1. Avaliação da margem proposta na RTO 2025 para redução frente a margem praticada atualmente



Fonte: cálculos próprios a partir das propostas de RTO da Copergás e ARPE, 2025.

Com isso, seria possível alcançar uma redução de 6% da margem frente o praticado atualmente pela Copergás, o que resultaria em uma sinalização positiva, no sentido de desenvolvimento do mercado de gás natural de Pernambuco, estimulando o crescimento da demanda e atração de novos investimentos.

Diante de todo o exposto nesta contribuição e considerando a importância do estado de Pernambuco no cenário de gás natural nacional, o IBP reforça a importância da atuação precisa da ARPE neste processo de revisão tarifária da concessionária distribuidora de gás natural, em defesa dos usuários de gás natural canalizado, buscando a definição de uma margem média justa e adequada, que propicie o crescimento do mercado de gás.

O IBP se coloca à inteira disposição da Agência, certos de que, com o diálogo e a contribuição de todos os agentes, será possível construir uma regulação moderna no Estado de Pernambuco, em benefício dos consumidores pernambucanos e do desenvolvimento deste setor em todo o País.

Atenciosamente,



Sylvie D'Apote
Diretora-Executiva de Gás Natural

Contribuições Mitsui Gás e Energia do Brasil a Audiência Pública AP 004/2025 da ARPE sobre a Revisão de Margem de Distribuição da Copergás.

Inicialmente, gostaríamos de cumprimentar essa respeitosa Agência por mais uma Audiência Pública que visa contribuir com o desenvolvimento do mercado de gás no Estado de Pernambuco.

- Considerando § 2º do Art. 25 da Constituição Federal de 1988, cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.
- Considerando o Art. 243. Da Constituição do Estado de Pernambuco, que cabe ao Estado explorar, diretamente ou mediante concessão a empresa estatal, os serviços locais de gás canalizado, com exclusividade de distribuição para todos os segmentos do mercado.
- Considerando a Lei nº 15.900/2016 alterada pela Lei nº 17.641/2022, que estabelece as normas relativas à exploração direta, ou mediante concessão, dos serviços locais de gás canalizado no Estado de Pernambuco, em especial seu Art. 77, que o concessionário submeterá à ARPE a proposta de revisão das tarifas, na periodicidade e nos termos previstos no contrato de concessão, levando em consideração todos os custos do fornecimento dos serviços locais de gás canalizado, incluindo, mas não se limitando, às projeções do volume de gás entregue às unidades usuárias, investimentos e custos de financiamentos.
- Considerando que o contrato de concessão, em sua cláusula primeira e subitens, concede à Concessionária o direito de exploração dos serviços de distribuição de gás, por meio de canalizações, em todo Estado de Pernambuco, única e exclusivamente pela Concessionária, pelo prazo de 50 anos.
- Considerando que a Agência de Regulação de Pernambuco – ARPE publicou a realização da Audiência Pública nº 04/2025, na modalidade de intercâmbio documental objetivando a Revisão Anual da Margem de Distribuição da Companhia Pernambucana de Gás – COPERGÁS (Ciclo de margem 2025/26).
- Considerando que a Agência de Regulação de Pernambuco – ARPE disponibilizou através do seu site Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025, versão para Audiência Pública nº 04/2025, a qual dispõe sobre o Cálculo da Margem Bruta de Distribuição realizado pela Agência, cuja margem média e a ser praticada a partir de 1º de novembro de 2025 foi calculada em R\$ 0,5399/m³, considerando o Ciclo de margem 2025/26.

CONTRIBUIÇÕES

Sobre o processo de revisão de margem posto em consulta pública pela Agência, gostaríamos de enfatizar nossas contribuições na metodologia de cálculo da parcela de Ajuste, contrato de concessão, glosas de investimentos e sobre a necessidade de definição do fator do mercado livre.

PARCELA DE AJUSTE

De acordo com anexo I do contato de concessão:

“A revisão da margem bruta será feita de acordo com a seguinte fórmula paramétrica:

MARGEM BRUTA = Custo do capital + custo operacional + depreciação + **ajustes** + aumento de produtividade.” (grifo nosso)

Uma das parcelas componentes do cálculo da margem bruta é a parcela de Ajuste, submetida pela concessionária e, reconhecida e calculada por essa agência nos últimos processos de revisão de margem da Concessionária, no entanto, refletindo parcialmente o que o contrato versa sobre tal item.

Entendemos que a Parcela de Ajuste deve ser aplicada a partir de uma análise mais completa dos dispositivos constantes no contrato de concessão, principalmente sob o aspecto que a margem é calculada com base nos valores orçados ou previstos, e só com o decorrer do exercício é que vão se realizando tanto os volumes de vendas bem como os valores investidos, os custos e despesas da prestação do serviço de distribuição, seja ao mercado livre ou ao mercado cativo.

Nesse contexto, o item 4 do anexo I do contrato de concessão, destaca:

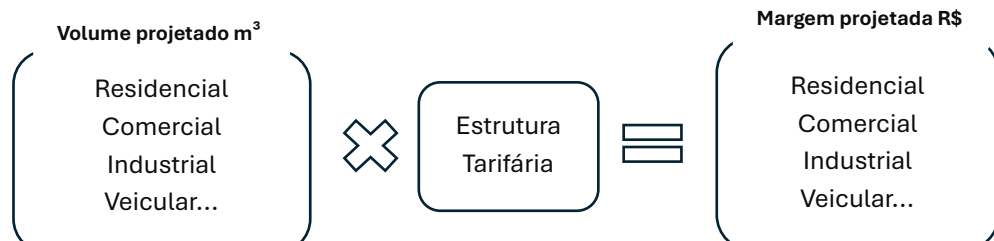
“O cálculo da margem bruta da distribuição está estruturado **na avaliação prospectiva dos custos dos serviços, na remuneração e depreciação dos investimentos** vinculados aos serviços objeto da concessão, realizados ou a realizar ao longo do ano de referência para cálculo. Finalmente, **na projeção dos volumes de gás a serem vendidos durante o ano**, segundo o orçamento anual.” (grifo nosso)

Corroborando com essa tese, e respeitando o contrato e comando legal trazido pela Lei 15.900/16, em seu artigo 77, a concessionária envia a proposta de revisão de margem à ARPE:

“Art. 77. O concessionário submeterá à ARPE a proposta de revisão das tarifas, na periodicidade e nos termos previstos no contrato de concessão, levando em consideração todos os custos do fornecimento dos serviços locais de gás canalizado, incluindo, mas não se limitando, às projeções do volume de gás entregue às unidades usuárias, investimentos e custos de financiamentos.”

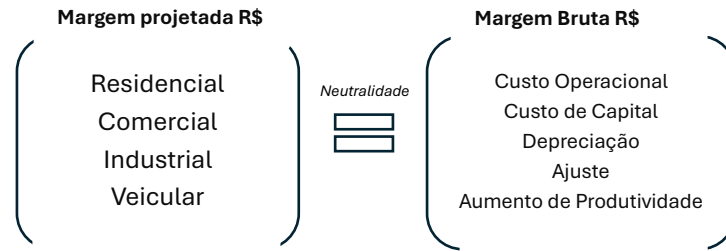
Pelo lado dos custos dos serviços, a concessionária projeta os valores a serem executados ao longo do ciclo de anual, projetando assim, Custo Operacional, de Capital, Depreciação.

Por outro lado, para cobrir os custos da operação, recuperar o capital e remunerar pelo serviço de distribuição, a concessionária, de posse dos volumes projetados por segmento define uma estrutura tarifária que resulta na margem projetada.



Assim para atingir a neutralidade, a concessionária no momento do pleito que propõe o cálculo da margem bruta com dados orçados, utiliza também a previsão de vendas para projetar a margem a ser obtida do mercado, de modo que a margem

projetada seja igual a margem regulatória calculada de acordo com o anexo I do contrato de concessão.



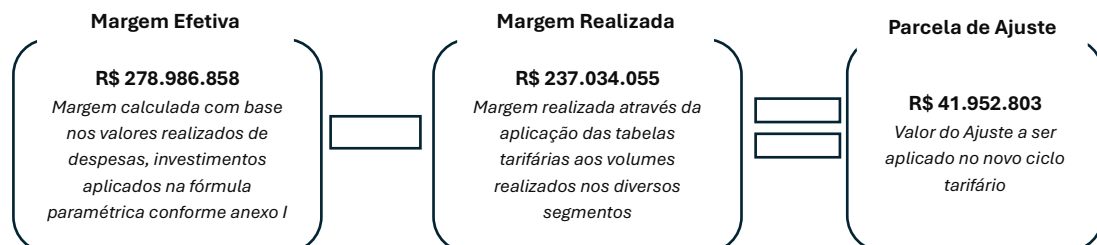
No entanto, pelo lado do mercado, só após transcorrido o ano e de posse dos dados realizados, inclusive de volume, deverá ser computado o valor relativo à margem obtida dos segmentos com os volumes realizados.

Já pelo lado dos custos, os valores das despesas que impactam no custo operacional, os valores dos investimentos que impactam no custo de capital e depreciação e por consequência os impostos sobre resultado, após realizados, certamente serão diferentes em relação àqueles projetados no orçamento. Nesse caso, observamos também o disposto no item 8.4 do anexo I do contrato de concessão:

“Ajustes: As diferenças entre os aumentos de custo estimados e os aumentos reais, serão compensados para mais ou para menos na planilha.”

Sob essa perspectiva completa, a margem bruta precisa ser calculada com os valores realizados (custo de capital, custo operacional, depreciação e aumento de produtividade) e confrontados com a margem realmente obtida do mercado, através da aplicação das tabelas tarifárias aos volumes vendidos de fato, para verificar se existe margem a devolver ou a recuperar do mercado.

Utilizando os dados providos pela ARPE e COPERGÁS no processo de audiência pública 04/2025, e considerando uma visão mais completa, o valor do ajuste seria de R\$ 41.952.803, sem considerar atualização monetária:



Na perspectiva da ARPE, até então observada nos processos de revisão de margem da Copergás, o valor do ajuste era apurado e computado no cálculo total da

margem, a seguir apresentamos um quadro com os processos de revisão de margem:

ANO/CICLO REGULATÓRIO	CÁLCULO ARPE	COMPUTADO NA MARGEM	FONTE/OBSERVAÇÃO
2021	- 5.980.812	SIM	ARPE: NT DEF/CTEEF 12/2021
2022	-12.356.806	SIM	ARPE: NT DEF/CTEEF 10/2022
Nov/23 - Out/24	- 8.395.989	SIM	ARPE: NT DEF/CTEEF 09/2023
Nov/24-Out/25	- 1.062.935	SIM	ARPE: NT DEF/CTEEF 12/2024
Nov/25-Out/26	28.325.442	NÃO	ARPE: NT DEF/CTEEF 14/2025

No entanto, sob o argumento de que redução de vendas (ou superdimensionamento), não devem ser repassadas integralmente à tarifa, somada ao fato de que há necessidade de maior aprofundamento quanto às bases do cálculo do Ajuste, a agência propõe tratar do assunto no âmbito da normatização do processo de revisão tarifária e da parcela de ajustes:

“... a Arpe entende que as consequências de uma redução de vendas (ou superdimensionamento) **não devem ser repassadas integralmente à tarifa**. Havendo a necessidade, portanto, de maior aprofundamento quanto às bases do cálculo do Ajuste, sendo oportuno tratar do assunto no âmbito da Normatização do Processo de Revisão Tarifária e da parcela Ajustes em trâmite na Arpe”

Sobre esse posicionamento, gostaríamos de destacar:

1. A alegação de redução de vendas ou superdimensionamento como impeditivo para repasse integral do cálculo do Ajuste não encontra nenhum respaldo no modelo regulatório vigente e no contrato de concessão.
2. A ARPE, surpreende, justamente quando há inversão do sinal do valor da parcela de Ajuste, ao considerar que a redução do volume movimentado, não deve ser repassado integralmente às tarifas, dando o sinal de que volume é uma variável de risco/retorno da concessionária, como observado em modelos regulatórios distintos dos aplicáveis ao caso da Copergás, como *price cap* ou em alguns casos *revenue cap*.
3. Tratar do assunto no âmbito da normatização do processo de revisão tarifária e da Parcela de Ajustes, preservando o valor do dinheiro no tempo, para eventuais compensações entre o valor calculado pela concessionária e o apurado pela ARPE, pode ser um caminho de convergência, desde que garantido o direito ao repasse integral previsto no contrato de concessão. Há de se considerar, porém, que tal postergação pode carregar impactos

cumulativos para o próximo processo de revisão de margem, ou ensejar uma revisão extraordinária, o que entendemos ser um sinal oposto a estabilidade e modicidade tarifária.

4. Sugerimos, portanto, que o valor calculado pela ARPE, seja considerado no valor da margem da margem e que seja considerada a metodologia proposta pela concessionária, e, em momento futuro, caso haja diferença tenha um tratamento regulatório adequado.

GLOSAS NO INVESTIMENTO (REVERSIBILIDADE DE BENS)

Sobre o procedimento de glosas aplicados pela agência, entendemos que a regulamentação da parcela de Ajuste contribuirá para a comprovação dos investimentos efetivamente realizados, tornando desnecessários alguns movimentos de glosas em decorrência do descasamento entre a previsão e a efetiva execução alguns investimentos.

Já sobre o argumento de não reversibilidade dos bens, gostaríamos de destacar alguns aspectos basilares relativos à tipificação do serviço de distribuição de gás canalizado desempenhado pela concessionária, que compreende¹:

- Construção da infraestrutura de gás canalizado e conexão de usuários
- Operação e manutenção do sistema de distribuição
- Atendimento aos usuários (livres ou cativos) e aos requisitos de segurança e qualidade
- Movimentação, distribuição e comercialização de gás

Para esse conjunto de atividades, são necessários bens móveis, imóveis, tangíveis ou intangíveis para a prestação direta ou indireta dos serviços locais de gás canalizado, conforme prevê o contrato de concessão em diversos itens:

“CLÁUSULA NONA – PATRIMÔNIO

Pertencerão, única e exclusivamente à CONCESSIONÁRIA, todos os bens, equipamentos, canalizações e medidores utilizados na distribuição do gás, assim **como quaisquer outros bens móveis e imóveis adquiridos**, por qualquer forma, inclusive veículos e máquinas, utensílios, mobiliários e linhas telefônicas, entre os quais os realizados com a contribuição de poderes públicos, entes ou privados ou de qualquer usuário.” (grifo nosso)

“CLÁUSULA DÉCIMA QUARTA – TARIFAS, ENCARGOS, ISENÇÕES, REVISÃO

14.2. ... os investimentos compreenderão todos os ativos da empresa utilizados, **direta ou indiretamente**, na exploração dos serviços de distribuição...” (grifo nosso)

“CLÁUSULA DÉCIMA OITAVA – INDENIZAÇÃO

18. Extinta a concessão conforme estabelecido na Cláusula Décima Sétima, a CONCESSIONÁRIA será indenizada à vista, em dinheiro, **pelos serviços, obras, imóveis**,

¹ Conjunto exemplificativo de atividades, não exaustivo.

benfeitorias, equipamentos, redes de canalização, medidores e todos os demais bens de seu ativo, ...”

A despeito do que descreve o contrato de concessão, a ARPE entende alguns valores propostos pela Concessionária não são considerados como bens reversíveis e, portanto, não deveriam compor o investimento da concessionária e por consequência a parcela de custo de capital no cálculo da margem.

Ora, considerando que a única fonte de receita para prestação dos serviços de distribuição é a margem bruta, em última instância, resta com essa interpretação, imaginar de forma ilustrativa, que tais ativos seriam tratados como despesas operacionais, classificação conflitante com o disposto no contrato de concessão o que não é esperado do ponto de vista da eficiência alocativa dos custos, e, portanto, solicitamos que essa agência reveja tal decisão.

CONSIDERAÇÕES SOBRE O CONTRATO DE CONCESSÃO

Nos processos de revisão mais recentes, a ARPE tem dedicado uma seção para comentar sua percepção sobre o contrato de concessão em vigor.

Entendemos que o respeito aos contratos vigentes e firmados conforme a legislação em vigor é peça fundamental para um ambiente de negócios que contribua com o desenvolvimento da economia e da sociedade de qualquer nação.

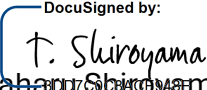
Adicionalmente, cabe a todos os agentes inclusive à agência respeitar o modelo regulatório e contrato de concessão vigente e, caso, nas bases contratuais, se apure qualquer variação, positiva ou negativa, entre a margem obtida do mercado e a margem bruta de acordo com o anexo I, essas variações devem ser consideradas no cálculo do Ajuste conforme prevê o contrato.

FATOR DO MERCADO LIVRE

Sobre o fator do mercado livre, entendemos a potencial dificuldade de nesse momento estimar parâmetros para encargos de gestão de mercado livre e os encargos de compra e venda de gás.

Assim, caso exista algum usuário que deseje se tornar livre durante o ciclo vigente, seria prudente definir de início o fator do mercado livre igual a um, tornando a margem igual a TUSD, dessa forma qualquer indústria que deseje migrar, já saberá a estrutura tarifária a ser utilizada.

Por fim, agradecemos à ARPE pela oportunidade de contribuir mais uma vez no debate pelo desenvolvimento da regulação no Estado de Pernambuco.

DocuSigned by:

Tadaharu Shiroyama
Diretor Presidente

Consulta/Audiência Pública ARPE nº 004/2025
Revisão da Margem Bruta de Distribuição da Copergás 2025/26

Nome da Instituição: Norgas S.A.	
Nome do Responsável: Paulo Gonçalves Homem	
CNPJ: 52.583.517/0001-54	
E-mail: paulo.homem@energisa.com.br	
Telefone: +55 (21) 97183-4751	
(X) agente econômico () representante de órgão de classe ou associação () consumidor ou usuário	() representante de instituição governamental () representante de órgãos de defesa do consumidor () outros:

CONSIDERANDO:

I. O § 2º do Art. 25 da Constituição Federal, que atribui aos Estados a competência para explorar, diretamente ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, com exclusividade de distribuição para todos os segmentos de mercado;

II. O Contrato de Concessão, celebrado em 05 de novembro de 1992 entre o Estado de Pernambuco e a Companhia Pernambucana de Gás – Copergás, por meio do qual foi outorgado o direito de exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado em todo o Estado de Pernambuco, pelo prazo de 50 (cinquenta) anos (“Contrato de Concessão”);

III. A Cláusula 14ª e o Anexo I do referido Contrato de Concessão, que estabelecem a metodologia de cálculo da tarifa aplicável à prestação do serviço público de distribuição de gás canalizado no Estado de Pernambuco;

IV. A abertura da Audiência Pública nº 004/2025 pela Agência de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Estado de Pernambuco – ARPE, com o objetivo de apresentar e discutir os estudos técnicos relativos à Revisão Ordinária da Margem Bruta de Distribuição da Copergás;

V. A publicação da Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025 que consolida as análises técnicas realizadas pela ARPE no âmbito da Revisão Ordinária da Margem de Distribuição da Copergás para o ciclo tarifário 2025/2026;

A Norgás S.A., inscrita no CNPJ/MF sob o nº 52.583.517/0001-54, cumprimenta a ARPE pela abertura de mais uma audiência pública voltada ao aprimoramento da regulação dos serviços de gás canalizado do estado de Pernambuco.

Nesse contexto, vem, por meio deste documento apresentar suas contribuições e sugestões ao conteúdo da Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025, no âmbito da Audiência Pública ARPE nº 004/2025, referente à Revisão Ordinária da Margem Bruta de Distribuição da Copergás para o ciclo tarifário 2025/2026.

CONTRIBUIÇÕES

O objetivo desta manifestação é contribuir para o aperfeiçoamento do processo regulatório conduzido por essa Agência, de modo a assegurar a coerência metodológica, a observância dos preceitos do Contrato de Concessão e a preservação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, pilares fundamentais para a sustentabilidade do serviço público.

Nesse sentido, ao analisar a Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025, a Norgas enxerga a necessidade de reavaliação de determinados pontos que destoam da correta interpretação do Contrato de Concessão, sob o risco de potenciais inconsistências técnico-regulatórias e contratuais.

Da metodologia de cálculo da Parcela de Ajuste

A função primordial do ajuste dentro da metodologia de cálculo da margem de contribuição, conforme o Contrato de Concessão, é corrigir eventuais distorções que ocorram no momento em que se estabelece a margem futura, prospectada com base em custos, investimentos e volumes estimados e que, por isso, carrega em si uma parcela de indefinição.

A Norgas enfatiza suas contribuições quanto à metodologia de cálculo da Parcela de Ajuste, com especial atenção ao disposto no item 8.4 do Anexo I do Contrato de Concessão, que estabelece de forma expressa:

“Ajustes: As diferenças entre os aumentos de custo estimados e os aumentos reais serão compensadas para mais ou para menos na planilha.”

Em observância a esse comando contratual, é imprescindível que a metodologia adotada assegure neutralidade econômica no processo de cálculo tarifário. Nesse sentido, no momento da formulação do pleito tarifário, a Concessionária, ao propor o cálculo da Margem Bruta de Distribuição com base em dados orçados, considera igualmente a previsão de vendas, de modo a projetar uma margem de mercado equivalente à margem regulatória calculada e homologada.

Transcorrido o exercício e de posse dos dados efetivamente realizados, incluindo os volumes distribuídos, deve-se proceder à apuração da margem auferida do mercado a partir dos volumes reais. É natural que, durante o ciclo tarifário, os volumes efetivos, as despesas operacionais, os valores de investimento que compõem o custo de capital, as depreciações e, por consequência, os tributos incidentes sobre o resultado apresentem variações em relação aos valores originalmente projetados.

Diante desse contexto, a Margem Bruta de Distribuição deve ser recalculada com base nos valores realizados — contemplando custo de capital, custo operacional, depreciação e ganhos de produtividade — e confrontada com a margem efetivamente auferida a partir da aplicação das tabelas tarifárias aos volumes efetivamente distribuídos. Tal procedimento permite verificar eventuais diferenças, positivas ou negativas, que devem ser integralmente compensadas no período regulatório subsequente, em estrita observância ao princípio do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, evitando tanto sobre-remuneração quanto remuneração inferior à taxa contratualmente estabelecida.

Dessa forma, a receita requerida referente ao exercício de 2024 deverá ser apurada conforme a metodologia apresentada na Nota Técnica COPERGÁS nº 04/2025, a qual se encontra em plena conformidade metodológica e contratual, garantindo o cumprimento do princípio da neutralidade e da modicidade tarifária.

Por fim, a decisão da ARPE de recalcular a Parcela de Ajuste, reconhecendo o montante de R\$ 28,3 milhões, mas postergando sua aplicação para período futuro, configura violação direta às disposições do Contrato de Concessão vigentes, as quais determinam a compensação “para mais ou para menos” na planilha tarifária subsequente, sem margem de discricionariedade temporal. Tal conduta implica, na prática, supressão do direito de neutralidade regulatória da concessionária e se afasta ao equilíbrio econômico-financeiro assegurado pelo Contrato de Concessão.

Das Glosas dos Investimentos

A aplicação de glosas promovidas pela ARPE sobre determinados itens de investimento revela-se incompatível com os critérios contratuais e regulatórios de reversibilidade de bens e ativos, bem como destoa dos parâmetros técnicos e jurídicos expressamente estabelecidos no Contrato de Concessão.

Com efeito, a Cláusula Nona do Contrato de Concessão é categórica ao dispor:

“Pertencerão, única e exclusivamente, à Concessionária, todos os bens, equipamentos, canalizações e medidores utilizados na distribuição do gás, assim como quaisquer outros bens móveis e imóveis adquiridos, por qualquer forma, inclusive veículos e máquinas, utensílios, mobiliários e linhas telefônicas.”

Diante da clareza do dispositivo contratual, resta inequívoco que móveis, utensílios, veículos e benfeitorias constituem bens da Concessionária vinculados à prestação do serviço público de distribuição de gás canalizado, sendo, portanto, ativos afetos à concessão e passíveis de remuneração regulatória.

Assim, eventual exclusão desses itens da base de ativos regulatória — mediante glosas não fundamentadas nos critérios contratuais — desalinha-se com o princípio da recuperação integral dos investimentos necessários à prestação adequada do serviço público e fragiliza o equilíbrio econômico-financeiro previsto contratualmente.

Ademais, deve-se reconhecer os custos de manutenção, prestação de serviços e investimentos em bens e ativos, conforme pleiteado pela Copergás, uma vez que tais dispêndios são indispensáveis à formação, operação e manutenção dos ativos afetos à concessão. Em razão dessa natureza, integram o valor patrimonial

dos bens da distribuidora, devendo ser classificados como custos de capital, por estarem diretamente vinculados à prestação do serviço público de distribuição de gás canalizado. Assim, enquadram-se como bens e ativos reversíveis, nos termos do Contrato de Concessão.

Cumprе destacar que, independentemente da classificação regulatória adotada, todo e qualquer custo incorrido em benefício da concessão e ao seu serviço deve ser considerado para fins de composição da Margem Reguladora, sejam esses considerados como custos operacionais ou custos de capital, conforme os princípios da eficiência e da sustentabilidade econômico-financeira.

Ademais, com vistas à preservação da modicidade tarifária, é necessário salientar que a classificação indevida de investimentos como despesas operacionais implica maior impacto tarifário aos usuários, contrariando o princípio da modicidade tarifária e distorcendo a adequada alocação de custos no âmbito da regulação.

Dos Custos Operacionais

Primeiramente, na hipótese de não reconhecimento, pela ARPE, dos valores correspondentes aos custos de manutenção, prestação de serviços e investimentos que a Agência eventualmente não considere como bens reversíveis, tais dispêndios deverão, obrigatoriamente, ser tratados como custos operacionais da Concessionária.

Caso não seja observado o devido reconhecimento dos custos e investimentos incorridos pela Concessionária, restará configurada uma inconsistência na aprovação da Margem Bruta Regulatória, uma vez que não estarão asseguradas as condições necessárias à plena recuperabilidade dos custos efetivamente realizados no âmbito da concessão, tampouco a justa e integral remuneração do capital empregado na prestação do serviço público de distribuição de gás natural.

Ademais, o Contrato de Concessão, em sua Cláusula Oitava, estabelece expressamente que a Concessionária detém autonomia econômica, técnica, administrativa e financeira para o regular desenvolvimento da atividade concedida, conferindo-lhe, inclusive, a prerrogativa de definir suas próprias políticas de gestão de recursos humanos. A análise das rubricas apresentadas na proposta da

Concessionária evidencia a adoção de práticas compatíveis com aquelas observadas em empresas que exercem atividades análogas no setor de distribuição de gás canalizado, o que demonstra alinhamento com padrões de eficiência e governança corporativa.

Cumprе salientar que a manutenção de políticas de retenção de pessoal qualificadas e sustentáveis constitui elemento essencial à continuidade e eficiência operacional da concessão. A política de benefícios e incentivos representa, portanto, instrumento legítimo e necessário para evitar a rotatividade excessiva de mão de obra, cuja ocorrência implica perda de capital humano, de horas de capacitação e de experiência acumulada, resultando em redução da produtividade operacional e aumento de custos decorrentes de processos de recrutamento, seleção e desligamento de colaboradores.

Dessa forma, a adoção e manutenção de políticas de recursos humanos pela Concessionária, nos moldes apresentados, revela-se compatível com o princípio da eficiência administrativa, assegurando a prestação adequada, contínua e sustentável do serviço público de distribuição de gás natural, conforme exigido pelo regime jurídico da concessão.

Do Contrato de Concessão

A competência de avaliar os mecanismos de recuperabilidade do capital empregado pela concessionária e julgar sua eficiência para a concessão é do Poder Concedente. Por meio do Contrato de Concessão, o Poder Concedente define as regras contratuais visando à maximização da eficiência de acordo com os objetivos e necessidades do Estado. Às agências reguladoras fica a competência de regulamentar e aplicar de forma eficiente o que foi estabelecido no Contrato de Concessão pelo Poder Concedente.

Em um contexto de expansão contínua e busca pela universalização do gás natural, observa-se que o mecanismo regulatório previsto no contrato assegurou, mesmo em períodos de adversidade, como durante a pandemia da COVID-19, a manutenção e, em alguns casos, o aumento dos investimentos, promovendo, conseqüentemente, o desenvolvimento econômico do Estado de Pernambuco. Tal assertiva é corroborada pela própria análise da ARPE, conforme evidenciado no

Quadro 11 – Resumo dos Investimentos – RTO 2019-2025, que demonstra a efetividade do mecanismo regulatório na preservação e expansão da infraestrutura de distribuição de gás.

Nesse contexto, a avaliação do modelo contratual de concessão, bem como das práticas de retorno sobre o capital investido, de recuperabilidade de custos e de remuneração do capital empregado, extrapola o escopo e os objetivos próprios de um processo de revisão tarifária, cujo foco deve permanecer na adequação e eficiência da estrutura tarifária vigente.

Além disso, respeitosamente, tais matérias, se abordadas no contexto do processo de revisão tarifária, acabam ultrapassando os limites de competência da Agência Reguladora, e criando cenários de insegurança jurídica e regulatória, uma vez que a definição do modelo econômico-financeiro da concessão e de seus mecanismos de remuneração constitui atribuição exclusiva do Poder Concedente, nos termos do Contrato de Concessão e do marco regulatório aplicável.

A Norgás S.A. reafirma seu compromisso com o fortalecimento do marco regulatório e com o desenvolvimento sustentável do mercado de gás natural em Pernambuco, colocando-se à disposição da ARPE para quaisquer esclarecimentos adicionais e para contribuir tecnicamente com a evolução dos mecanismos de regulação econômica e tarifária do setor. No Anexo I que se segue, apresentamos tabela indicando os dispositivos sujeitos a ajuste, a redação sugerida e as respectivas justificativas.

ANEXO I – Contribuições e sugestões para a Audiência Pública ARPE nº 004/2025

Nome da Instituição: Norgas S.A.
Nome do Responsável: Paulo Gonçalves Homem
CNPJ: 52.583.517/0001-54
E-mail: paulo.homem@energisa.com.br
Telefone: +55 (21) 97183-4751

<input checked="" type="checkbox"/> agente econômico <input type="checkbox"/> representante de órgão de classe ou associação <input type="checkbox"/> consumidor ou usuário	<input type="checkbox"/> representante de instituição governamental <input type="checkbox"/> representante de órgãos de defesa do consumidor <input type="checkbox"/> outros:
---	---

Audiência Pública ARPE nº 004/2025 – Revisão da Margem Bruta de Distribuição da Copergás 2025/26

Assunto / Item da Nota Técnica DEF/CTEEF nº 14/2025	Contribuição / Sugestão	Justificativa
5.5. CÁLCULO DA MARGEM BRUTA DE DISTRIBUIÇÃO	Deve-se calcular a receita requerida do ano de 2024 como sendo a soma das componentes de custos efetivamente realizados conforme estabelecido no	A Concessão de Distribuição de Gás Natural do Estado de Pernambuco encontra-se em fase de expansão, circunstância que a torna

<p>5.5.1. CÁLCULO DA PARCELA AJUSTES Quadro 15 - Receita regulatória prevista mercado não térmico 2024</p>	<p>Anexo I do Contrato de Concessão. Portanto o Quadro 15 - Receita regulatória prevista mercado não térmico 2024 deve ser atualizado para os valores que constam na Nota Técnica Copergás nº 04/2025:</p> <table border="1" data-bbox="593 443 1359 810"> <tr> <td>Dados realizados</td> <td>2024</td> </tr> <tr> <td>Remuneração do Investimento (20% INV)</td> <td>R\$ 78.568.461</td> </tr> <tr> <td>Impostos Associados a Resultados (IR/CSLL)</td> <td>R\$ 9.251.320</td> </tr> <tr> <td>Custo Operacional (Sem TFSD)</td> <td>R\$ 95.951.093</td> </tr> <tr> <td>Remuneração OPEX</td> <td>R\$ 19.190.219</td> </tr> <tr> <td>Depreciação</td> <td>R\$ 76.025.765</td> </tr> </table>	Dados realizados	2024	Remuneração do Investimento (20% INV)	R\$ 78.568.461	Impostos Associados a Resultados (IR/CSLL)	R\$ 9.251.320	Custo Operacional (Sem TFSD)	R\$ 95.951.093	Remuneração OPEX	R\$ 19.190.219	Depreciação	R\$ 76.025.765	<p>mais suscetível a incertezas de custos e de mercado em caráter prospectivo. Nesse contexto, a receita requerida para o ano regulatório deve ser apurada com base nos custos a realizar, ou, quando aplicável, nos custos efetivamente realizados, conforme os critérios estabelecidos no Anexo I do Contrato de Concessão, que define a composição da Margem Bruta de Distribuição.</p> <p>A adoção de metodologia diversa comprometeria o princípio do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, pilar fundamental do instrumento contratual, e colocaria em risco a sustentabilidade da concessão.</p> <p>Dessa forma, a receita requerida referente ao ano de 2024 deverá ser apurada pela soma das componentes de custos efetivamente realizados, em conformidade com o disposto no Anexo I do Contrato de Concessão. Consequentemente, o “Quadro 15 – Receita Regulatória Prevista para o Mercado Não Térmico – 2024” deve ser atualizado de acordo com os valores apresentados na Nota Técnica Copergás nº 04/2025, assegurando a adequação metodológica, a conformidade</p>
	Dados realizados	2024												
Remuneração do Investimento (20% INV)	R\$ 78.568.461													
Impostos Associados a Resultados (IR/CSLL)	R\$ 9.251.320													
Custo Operacional (Sem TFSD)	R\$ 95.951.093													
Remuneração OPEX	R\$ 19.190.219													
Depreciação	R\$ 76.025.765													
<table border="1" data-bbox="593 858 1265 1098"> <tr> <td>Margem de Distribuição Efetiva</td> <td>R\$ 278.986.858</td> </tr> <tr> <td>Margem Realizada</td> <td>2024</td> </tr> <tr> <td>Margem não térmica</td> <td>R\$ 191.918.827</td> </tr> <tr> <td>Margem RNEST</td> <td>R\$ 22.249.379</td> </tr> <tr> <td>Margem TERMOPE</td> <td>R\$ 22.865.848</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>R\$ 237.034.055</td> </tr> <tr> <td>Ajustes 2024</td> <td>R\$ 41.952.803</td> </tr> </table>	Margem de Distribuição Efetiva	R\$ 278.986.858	Margem Realizada	2024	Margem não térmica	R\$ 191.918.827	Margem RNEST	R\$ 22.249.379	Margem TERMOPE	R\$ 22.865.848	Total	R\$ 237.034.055	Ajustes 2024	R\$ 41.952.803
Margem de Distribuição Efetiva	R\$ 278.986.858													
Margem Realizada	2024													
Margem não térmica	R\$ 191.918.827													
Margem RNEST	R\$ 22.249.379													
Margem TERMOPE	R\$ 22.865.848													
Total	R\$ 237.034.055													
Ajustes 2024	R\$ 41.952.803													

		<p>contratual e o pleno atendimento ao princípio do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.</p>
<p>5.5. CÁLCULO DA MARGEM BRUTA DE DISTRIBUIÇÃO 5.5.1. CÁLCULO DA PARCELA AJUSTES</p>	<p>Considerar a metodologia de cálculo da Parcela de Ajuste conforme consta na Nota Técnica Copergás nº 04/2025.</p> <p>Caso não acatada integralmente a metodologia apresentada pela Copergas, que seja revisitada a metodologia aplicada pela ARPE a fim de preservar o equilíbrio econômico do contrato e a coerência dentro da aplicação do contrato de concessão.</p>	<p>Uma vez ajustado o cálculo da parcela de Ajuste, se faz necessário que o respectivo valor seja repassado integralmente, seja para mais ou para menos, no período regulatório subsequente, em concordância com o Contrato de Concessão. A inobservância desse procedimento acarreta prejuízo direto ao equilíbrio econômico-financeiro, princípio fundamental da Concessão.</p> <p>Conforme demonstrado, a concessão de distribuição de gás canalizado em Pernambuco adota um modelo de expansão da malha, voltado à universalização do serviço de gás natural no Estado. Nessa perspectiva, o não repasse de eventual variação entre o volume projetado e o volume efetivamente distribuído implica indevida alocação de risco ao concessionário, em descompasso com o princípio da universalização e, por consequência, aos objetivos de desenvolvimento econômico e social de Pernambuco.</p>

		<p>A expansão da infraestrutura de distribuição constitui vetor essencial de desenvolvimento regional, fomentando a criação de novos mercados, geração de empregos, aumento da arrecadação tributária e dinamização da atividade produtiva.</p> <p>Adicionalmente, observa-se uma possível divergência de interpretação no entendimento quanto à atividade de distribuição de gás, que parece ter sido associada à atividade de venda de gás, conforme consta na seguinte passagem:</p> <p>“Nesse contexto, a ARPE entende que as consequências de uma redução de vendas (ou superdimensionamento) não devem ser repassadas integralmente à tarifa.”</p> <p>Cumpra esclarecer que a agência reguladora homologa, de forma prospectiva, a margem regulatória com base em projeções eficientes de despesas, investimentos e mercado. Desse modo, não há que se falar em superdimensionamento de volume distribuído, uma vez que os parâmetros adotados refletem critérios previamente avaliados e aprovados sob a ótica da eficiência.</p> <p>Ademais, verifica-se incoerência conceitual na</p>
--	--	--

		<p>utilização de variações de “vendas” como referência, ao mesmo tempo em que se considera as margens auferidas junto à TERMOPE e à RNEST para fins de cálculo da margem realizada. É importante destacar que tais empresas utilizam exclusivamente o serviço de distribuição, sem que haja comercialização de gás por parte da Copergás. Ocorre, portanto, uma confusão entre as atividades de comercialização e de distribuição, o que distorce o conceito regulatório de margem de distribuição previsto no contrato de concessão. A não incorporação do risco de mercado à margem do período subsequente representa uma inversão do modelo de regulação estabelecido em contrato, que se fundamenta na margem média regulada e no incentivo à expansão da infraestrutura, aproximando indevidamente a regulação a um modelo de tarifa ou receita-teto, o que contraria o desenho contratual vigente. Além disso, caso se opte por alocar o risco mercadológico à concessionária, deverá, por coerência regulatória, reconhecer igualmente as oportunidades decorrentes de variações</p>
--	--	---

		<p>positivas de volume distribuído, não devendo tais ganhos ser repassados à margem de distribuição do período subsequente.</p> <p>Por fim, na hipótese de não repasse integral da parcela de Ajuste, o valor correspondente deverá ser atualizado de forma a preservar a remuneração contratual e o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Assim, o montante deverá ser corrigido anualmente pela taxa de remuneração prevista contratualmente, a fim de manter a justa compensação ao concessionário pelos valores não repassados no exercício devido.</p> <p>Em síntese, o não repasse da parcela de Ajuste acarreta:</p> <ul style="list-style-type: none">• Descumprimento da regra de Ajuste estabelecida no contrato de concessão, que determina o repasse para mais ou para menos das variações entre custos realizados e projetados.• Comprometimento do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, podendo ensejar pleito de reequilíbrio econômico-financeiro.• Descaracterização do modelo
--	--	--

		<p>contratual de regulação por margem média, substituindo-o, de forma indevida, por um modelo de tarifa ou receita-teto.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Incentivo a subdimensionamentos de mercado nas projeções futuras, contrariando o princípio da eficiência. • Desincentivo à universalização do serviço de gás natural, com reflexos negativos sobre o desenvolvimento econômico e social do Estado de Pernambuco. • Distanciamento ao princípio da estabilidade tarifária, uma vez que o repasse futuro acumulado da parcela de Ajuste, acrescido da taxa de remuneração contratual, pode gerar flutuações tarifárias significativas (picos e vales), prejudicando a previsibilidade e a modicidade tarifária.
<p>5.4. ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS 5.4.2. ANÁLISE DO PLEITO</p>	<p>Considerar valores de investimentos conforme constam na Nota Técnica Copergás nº 04/2025.</p>	<p>Deve-se reconhecer os custos de manutenção, prestação de serviços e investimentos em bens e ativos, conforme pleiteado pela Copergás, uma vez que tais dispêndios são</p>

<p>Quadro 12 – Análise dos investimentos da RTO 2025-2026 – valores expurgados Parte 1 - Contratos</p>		<p>indispensáveis à formação, operação e manutenção dos ativos afetos à concessão. Em razão dessa natureza, integram o valor patrimonial dos bens da distribuidora, devendo ser classificados como custos de capital, por estarem diretamente vinculados à prestação do serviço público de distribuição de gás canalizado. Assim, enquadram-se como bens e ativos reversíveis, nos termos do Contrato de Concessão.</p> <p>Cumpra-se destacar que, independentemente da classificação regulatória adotada, todo e qualquer custo incorrido em benefício da concessão e ao seu serviço deve ser considerado para fins de composição da Margem Reguladora, conforme os princípios da eficiência e da sustentabilidade econômico-financeira.</p> <p>Ademais, com vistas à preservação da modicidade tarifária, é necessário salientar que a classificação indevida de investimentos como despesas operacionais implica maior impacto tarifário aos usuários, contrariando o princípio da modicidade tarifária e distorcendo a adequada alocação de custos no âmbito da regulação.</p>
---	--	--

<p style="text-align: center;">5.4. ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS 5.4.2. ANÁLISE DO PLEITO Quadro 13 – Análise dos investimentos da RTO 2025-2026 – valores expurgados</p>	<p>Considerar valores de investimentos conforme constam na Nota Técnica Copergás nº 04/2025.</p>	<p>Deve-se reconhecer os custos de manutenção, prestação de serviços e investimentos em bens e ativos, conforme pleiteado pela Copergás, uma vez que tais dispêndios são indispensáveis à formação, operação e manutenção dos ativos afetos à concessão. Em razão dessa natureza, integram o valor patrimonial dos bens da distribuidora, devendo ser classificados como custos de capital, por estarem diretamente vinculados à prestação do serviço público de distribuição de gás canalizado. Assim, enquadram-se como bens e ativos reversíveis, nos termos do Contrato de Concessão.</p> <p>Cumprе destacar que, independentemente da classificação regulatória adotada, todo e qualquer custo incorrido em benefício da concessão e ao seu serviço deve ser considerado para fins de composição da Margem Reguladora, conforme os princípios da eficiência e da sustentabilidade econômico-financeira.</p> <p>Ademais, com vistas à preservação da modicidade tarifária, é necessário salientar que</p>

		<p>a classificação indevida de investimentos como despesas operacionais implica maior impacto tarifário aos usuários, contrariando o princípio da modicidade tarifária e distorcendo a adequada alocação de custos no âmbito da regulação.</p>
<p>5.5.2. CÁLCULO DA REMUNERAÇÃO DOS INVESTIMENTOS E DEPRECIÇÃO</p>	<p>Revisar Tabela para inclusão da inflação IGPDÍ do período visto que a agência não aplica a parcela de Ajuste conforme consta na Nota Técnica Copergás nº 04/2025.</p>	<p>Na hipótese de não aplicação da parcela de Ajuste nos termos previstos no Contrato de Concessão, impõe-se que a ARPE proceda à projeção da movimentação da BRRL/INV, considerando a melhor estimativa do índice IGP-DI para o período prospectivo. Tal medida é necessária para assegurar a plena recuperabilidade dos custos e garantir a adequada remuneração dos investimentos vinculados à concessão, em conformidade com a taxa de remuneração contratualmente estabelecida.</p> <p>A ausência de tal correção comprometeria o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, na medida em que inviabilizaria o retorno adequado sobre o capital investido e distorceria o sinal econômico regulatório que orienta a sustentabilidade do serviço público.</p>

		<p>Alternativamente, a ARPE poderá aplicar a parcela de Ajuste conforme os valores constantes da Nota Técnica Copergás nº 04/2025, ou, ainda, instituir um calendário específico de reajustes tarifários em complemento ao calendário de revisões tarifárias. Tal prática encontra amparo nos procedimentos adotados em diversos processos de revisão tarifária no país, que contemplam ajustes inflacionários periódicos, baseados em valores reais e atualizados, de modo a preservar a coerência regulatória, a previsibilidade econômica e a modicidade tarifária.</p>																
<p>5.3.3. CUSTO OPERACIONAL TOTAL</p>	<p>Considerar todas as eventuais glosas de investimentos com a fundamentação de ser considerada como despesas ou custos que não compõem um bem reversível como custos operacionais:</p> <table border="1" data-bbox="591 1042 1375 1358"> <thead> <tr> <th>Contratos</th> <th>Valor a ser considerado como custo operacional em caso de glosas no custo de capital (R\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DTC 017.20</td> <td>570.107,43</td> </tr> <tr> <td>DTC 024.20</td> <td>561.744,80</td> </tr> <tr> <td>DAF 062.23</td> <td>273.600,00</td> </tr> <tr> <td>DTC 004.24</td> <td>908.063,29</td> </tr> <tr> <td>DAF 012.24</td> <td>117.348,00</td> </tr> <tr> <td>DAF 026.24</td> <td>211.600,00</td> </tr> <tr> <td>DAF 017.25</td> <td>1.188.525,00</td> </tr> </tbody> </table>	Contratos	Valor a ser considerado como custo operacional em caso de glosas no custo de capital (R\$)	DTC 017.20	570.107,43	DTC 024.20	561.744,80	DAF 062.23	273.600,00	DTC 004.24	908.063,29	DAF 012.24	117.348,00	DAF 026.24	211.600,00	DAF 017.25	1.188.525,00	<p>Na hipótese de não reconhecimento, pela ARPE, dos valores correspondentes aos custos de manutenção, prestação de serviços e investimentos que a Agência eventualmente não considere como bens reversíveis, tais dispêndios deverão, obrigatoriamente, ser tratados como custos operacionais da Concessionária. Isso porque representam valores necessários à formação, operação e manutenção dos ativos da Copergás e, por conseguinte, integram o valor do ativo como</p>
Contratos	Valor a ser considerado como custo operacional em caso de glosas no custo de capital (R\$)																	
DTC 017.20	570.107,43																	
DTC 024.20	561.744,80																	
DAF 062.23	273.600,00																	
DTC 004.24	908.063,29																	
DAF 012.24	117.348,00																	
DAF 026.24	211.600,00																	
DAF 017.25	1.188.525,00																	

		<p>custos de capital (investimentos).</p> <p>Cumpra salientar que, independentemente da classificação adotada pela ARPE, todo e qualquer custo incorrido em benefício e a serviço da concessão deve ser considerado na composição da Margem Reguladora, conforme os princípios da eficiência econômica, transparência e sustentabilidade financeira do serviço de distribuição de gás natural.</p> <p>Ademais, com vistas à preservação da modicidade tarifária, é necessário salientar que a classificação indevida de investimentos como despesas operacionais implica maior impacto tarifário aos usuários, contrariando o princípio da modicidade tarifária e distorcendo a adequada alocação de custos no âmbito da regulação.</p>
<p>5.5.3. CÁLCULO DOS IMPOSTOS ASSOCIADOS A RESULTADOS</p>	<p>Revisar conforme as Contribuições Públicas acatadas.</p>	<p>Deverão ser recalculados os impactos da parcela referente aos impostos sobre resultados, conforme descrito no Anexo I do contrato de concessão, seguindo os acertos e correções feitos pela ARPE após as</p>

		contribuições públicas incorporadas ao pleito final.
<p>5.6. CONSIDERAÇÕES SOBRE O CONTRATO DE CONCESSÃO “[...]” Destaca-se que o modelo tarifário do cost-plus (ou custo do serviço) adotado no Contrato de Concessão da Copergás consiste na precificação prospectiva, baseada na determinação dos preços através de valores projetados de custos, remunerados por taxa de serviço; recuperação de investimentos (por depreciação em 10 anos), acrescido de taxa de remuneração anual de investimento; soma-se ainda a recuperação</p>	<p>“[...]” Destaca-se que o modelo tarifário adotado no Contrato de Concessão da Copergás consiste na precificação prospectiva, baseada na determinação dos preços através de valores projetados de custos, remunerados por taxa de serviço; recuperação de investimentos em 10 anos, acrescido de taxa de remuneração anual de investimento; soma-se ainda a recuperação dos impostos sobre resultados (IR e CSLL) estimados. “[...]”</p>	<p>A adoção de um modelo de custo de serviço (cost plus) não implica, por si só, uma correspondência direta com um modelo baseado em custos prospectivos. No âmbito da distribuição de gás canalizado em todo o território nacional, todos os modelos atualmente em vigor são fundamentados em projeções prospectivas de custos, independentemente de se estruturarem com base em custo de serviço ou em tarifas e receitas-teto.</p> <p>Tal compreensão evidencia que a distinção entre custo de serviço e price cap não altera o caráter prospectivo da regulação, que permanece essencial para a determinação eficiente das margens regulatórias e para a preservação do equilíbrio econômico-financeiro das concessões.</p>

<p>dos impostos sobre resultados (IR e CSLL) estimados. [...]”</p>		
<p>5.6. CONSIDERAÇÕES SOBRE O CONTRATO DE CONCESSÃO “[...] como também, o acréscimo do percentual de 25% no cálculo da margem unitária, quando se divide os valores de componentes do cálculo da margem, por 80% do volume anual previsto. [...]”</p>	<p>Excluir</p>	<p>Não se trata de um acréscimo de margem, na medida em que o mecanismo da parcela de Ajuste, quando corretamente aplicado, assegura apenas uma antecipação de fluxo de caixa, mitigando o risco de mercado. A utilização adequada desse instrumento, conforme pleiteado na Nota Técnica Copergás nº 04/2025, garante a estabilidade e a modicidade tarifária, não produzindo, portanto, os efeitos apontados pela nota técnica.</p> <p>Trata-se de um mecanismo coerente e consistente com a natureza de uma concessão de caráter expansionista, especialmente em contextos de cobertura de rede limitada, baixa maturidade de mercado e elevada incerteza quanto à previsibilidade de custos. Quando implementado de forma adequada, o mecanismo contribui para preservar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, ao mesmo tempo em que mantém os incentivos à expansão da infraestrutura e à</p>

<p>5.6. CONSIDERAÇÕES SOBRE O CONTRATO DE CONCESSÃO “[...] Desse modo, é importante registrar que no cenário econômico atual, de maior estabilidade e previsibilidade inflacionária, percebem-se como excessivas as taxas contratuais de remuneração. Assim, no âmbito da revisão tarifária observa-se que essas taxas ao tempo em que contribuem na garantia do equilíbrio econômico da concessão, atuam como força oposta à busca pela eficiência dos gastos e à modicidade</p>	<p>Excluir</p>	<p>universalização do serviço.</p> <p>Respeitosamente, cabe esclarecer que não é atribuição desta i. agência avaliar os mecanismos de recuperabilidade do capital investido pela concessionária, tampouco julgar sua adequação à concessão. Essa responsabilidade é do Poder Concedente, que estabelece, por meio do Contrato de Concessão, as diretrizes contratuais com vistas à promoção da eficiência, alinhada aos objetivos e às necessidades do Estado. Em um contexto de expansão contínua e busca pela universalização do gás natural, observa-se que o mecanismo regulatório previsto no contrato assegurou, mesmo em períodos de adversidade, como durante a pandemia da COVID-19, a manutenção e, em alguns casos, o aumento dos investimentos, promovendo, conseqüentemente, o desenvolvimento econômico do Estado de Pernambuco. Tal assertiva é corroborada pela própria análise da ARPE, conforme evidenciado no Quadro 11 – Resumo dos Investimentos – RTO 2019-2025, que demonstra a efetividade do mecanismo regulatório na preservação e</p>
---	----------------	--

<p>tarifária. [...]"</p>		<p>expansão da infraestrutura de distribuição de gás.</p>
<p>5.7. CONSIDERAÇÕES SOBRE O MERCADO LIVRE</p>	<p>Considerar custos alocados para gerir a migração e operação do mercado livre de gás natural para fins de cálculo e estabelecimento da Tarifa do Uso de Sistema de Distribuição para o Mercado Livre.</p>	<p>É importante entender que assim como podem existir custos evitados na migração para o mercado livre, existe também custos incorridos para gestão do mercado livre. Assim sugerimos que sejam criadas as alternativas que permitam a recuperabilidade de todos os custos para atendimento tanto ao mercado cativo quanto ao mercado livre, evitando que haja onerosidade excessiva para aqueles que ficaram no mercado cativo.</p>

PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas Energisa. Para verificar as assinaturas clique no link: <https://energisa.portaldeassinaturas.com.br/verificar/1558-E421-E3BB-06D9> ou vá até o site <https://energisa.portaldeassinaturas.com.br/verificar/> e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: 1558-E421-E3BB-06D9



Hash do Documento

D711573F064067A25507D9F58615A4D55D7498BD8178EC5300EE47BBEE2209D0

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 15/10/2025 é(são) :

Paulo Gonçalves Homem - 088.143.897-99 em 15/10/2025 18:29 UTC-03:00

Nome no certificado: Paulo Goncalves Homem

Tipo: Certificado Digital



ExpressoLivre - ExpressoMail

Remetente: "Moura, Giovanna {PEP}" <Giovanna.Moura1@pepsico.com>
Para: "audienciapublica4-25revisaocopergas@arpe.pe.gov.br" <audienciapublica4-25revisaocopergas@arpe.pe.gov.br>
Com Cópia: "Gestão Gas" <gestaogas@americaenergia.com.br>, "Bezerra, Felipe - Contractor {}" <Felipe.Bezerra.Contractor@pepsico.com>
Data: 15/10/2025 13:41
Assunto: Interesse na expansão da rede de gás natural - Petrolina
Anexos: image001.png (170 KB)

À AGÊNCIA REGULADORA DE PERNAMBUCO- ARPE

Prezados Senhores ,

Vimos por meio deste REFORÇAR a importância do gás natural para a PEPSICO em Petrolina.

Pretendemos utilizar o gás natural no nosso processo produtivo, em substituição ao gás de cozinha GLP. Além de reduzir a emissão de gás carbônico CO₂, o gás natural trará outros benefícios, aumenta a segurança energética pois estaremos conectados com toda a malha de gás natural, reduz riscos de acidente e aprimora nossos processos.

O gás natural é crucial para nós, e a adoção do mesmo melhora a eficiência energética das indústrias, reduz custos operacionais e alinha a produção a metas globais de descarbonização. Temos ainda a possibilidade de comprar CGOB ou mesmo Biometano a Copergás assim que estiverem com esse assunto publicado pela ARPE.

A implantação de uma infraestrutura robusta assegura o fornecimento contínuo de gás natural, reduz custos, aumenta a capacidade de planejamento de produção já que o gás natural é um energético que opera no mercado regulado dando maior previsibilidade e menor flutuação de preços.

Atenciosamente,

Aviso Legal

Esta mensagem, incluindo suas informações e anexos, tem caráter confidencial e seu conteúdo é exclusivo e restrito ao destinatário. É expressamente proibido qualquer uso, replicação e/ou disseminação não autorizados de seu conteúdo ou de parte dele, sob qualquer meio. Caso você não seja o destinatário designado, fica desde já proibido de utilizar, replicar e/ou disseminar o conteúdo para qualquer fim, devendo notificar o remetente e apagar a mensagem e os arquivos contidos na mesma imediatamente.

Disclaimer

This message, including its information and attachments, is confidential and its content is exclusive and restricted to the addressee only. It is strictly prohibited any unauthorized use, disclosure, replication and/or dissemination of this file or any part of it, by any means. If you are not the intended recipient, you are hereby prohibited from using, replicating and/or disseminating the content for any purpose, and must notify the sender and delete the message and its files immediately.

Aviso Legal

Esta mensagem, incluindo suas informações e anexos, tem caráter confidencial e seu conteúdo é exclusivo e restrito ao destinatário. É expressamente proibido qualquer uso, replicação e/ou disseminação não autorizados de seu conteúdo ou de parte dele, sob qualquer meio. Caso você não seja o destinatário designado, fica desde já proibido de utilizar, replicar e/ou disseminar o conteúdo para qualquer fim, devendo notificar o remetente e apagar a mensagem e os arquivos contidos na mesma imediatamente.

Disclaimer

This message, including its information and attachments, is confidential and its content is exclusive and restricted to the addressee only. It is strictly prohibited any unauthorized use, disclosure, replication and/or dissemination of this file or any part of it, by any means. If you are not the intended recipient, you are hereby prohibited from using, replicating and/or disseminating the content for any purpose, and must notify the sender and delete the message and its files immediately.



Rio de Janeiro, 15 de outubro de 2025

À **ARPE - Agência de Regulação de Pernambuco**
Av. Conselheiro Rosa e Silva, nº 975 - Aflitos, 52050-020, Recife - Pernambuco

At.: **Ilmo. Sr. Carlos Porto Filho**
Diretor-Presidente

Assunto: **Contribuição do RELIVRE para a Audiência Pública ARPE nº 04/2025 de apresentação e discussão dos estudos técnicos relativos à Revisão Ordinária da Margem Bruta de Distribuição da Copergás**

Referência: **Audiência Pública ARPE nº 04/2025**

Ilmo. Senhor Diretor Presidente,

O RELIVRE manifesta seu reconhecimento à ARPE pela realização deste processo de audiência pública, destacando a relevância da iniciativa para o fortalecimento da transparência e da governança regulatória no setor de gás natural. A abertura do processo demonstra o empenho da Agência em promover um ambiente de diálogo técnico e colaborativo, no qual diferentes agentes possam apresentar contribuições qualificadas que enriqueçam o debate e resultem em decisões mais equilibradas, modernas e alinhadas ao desenvolvimento sustentável do mercado.

De todo modo, nos cabe ressaltar o exíguo prazo, de apenas 10 dias corridos para apresentação de contribuições. Por mais que a Lei 13.848/2019, entre outras determinações, estabeleça diretrizes claras para execução de processos de consulta públicas apenas em Agências Federais, entendemos que o mesmo deve ser considerado como um *benchmark* nacional de boas práticas.

O prazo de apenas 10 dias corridos inviabiliza uma análise mais detalhada acerca das informações apresentadas, correndo o risco de que as contribuições não sejam tão profundas



quanto o assunto de alta relevância e complexidade demanda. Desta forma, entendemos que seja mais apropriado a adoção de pelo menos 45 de prazo para avaliação.

Além dos pontos que serão destacados a seguir e que pertinentes ao mercado livre, consideramos ser essencial destacar também algumas questões referentes à necessidade de revisão da estrutura do mercado de gás em Pernambuco, que se aplica tanto ao mercado cativo, quanto ao mercado livre.

Devemos destacar o impacto nefasto da manutenção da taxa de remuneração em 20%, valor significativamente superior ao nível de remuneração utilizado como referência em outras concessionárias do país. Ainda de maior impacto é a aplicação de remuneração envolvendo todos os gastos operacionais, o que vai na contramão dos incentivos econômicos à eficiência.

É ponto relevante, também, a utilização de apenas 80% da demanda prevista para o ciclo seguinte como premissa de cálculo da margem de distribuição. Essa definição, que inicialmente poderia ter tido um caráter de cautela, hoje apenas contribui para a majoração da margem e redução da competitividade, impactando negativamente nos esforços pela ampliação da demanda por gás natural.

Ou seja, a manutenção de diretrizes como a taxa de remuneração de 20% e a consideração de apenas 80% da demanda para o cálculo tarifário acaba por beneficiar exclusivamente a concessionária, reforçando o caráter arrecadatório da margem, em vez de refletir adequadamente a necessidade de ajustes diante da queda na demanda por gás natural.

No que concerne especificamente à regulação do mercado livre, serão elaboradas, a seguir, análises sobre: aplicação de fator adicional transitório, necessidade de implementação de Tarifa Específica para Uso do Sistema de Distribuição (TUSD-E) e ainda a aplicação de Taxa de Fiscalização para o Mercado Livre.

1. Fator adicional transitório

A metodologia apresentada pela Copergás para o cálculo da margem bruta contempla a criação de um fator adicional transitório para custeio de atividades de gestão do mercado livre. A base deste argumento é que a Copergás continuaria com responsabilidades perante os agentes livres e atuaria em um ambiente mais complexo.

Entretanto, gostaríamos de chamar atenção para o fato de que as obrigações da distribuidora se limitam à sua atividade-fim que é, de fato, a distribuição de gás, e não a sua comercialização.



Para os serviços de distribuição, a regulação já prevê mecanismos de remuneração, que são aqueles consubstanciados na estrutura tarifária pelo uso do sistema de distribuição que, inclusive, é paga pelos agentes livres. Quando ocorre a migração do agente para o mercado livre, a relação de comercialização de gás entre este agente e a distribuidora deixa de existir, não havendo justificativa para uma cobrança adicional a este agente.

Por fim, a criação desta taxa configura a formação de uma barreira à entrada para o ambiente livre, indo na contramão dos princípios da concorrência, da livre escolha e da eficiência econômica.

2. Necessidade de implementação de Tarifa Específica para Uso do Sistema de Distribuição (TUSD-E)

Entendemos ser necessária a definição de uma tarifa específica para agentes atendidos por redes exclusivas e específicas, conforme previsto na Lei Federal 14.134/2021 que estabelece, em seu Art. 29, §1º, que:

§ 1º As tarifas de operação e manutenção das instalações serão estabelecidas pelo órgão regulador estadual em observância aos princípios da razoabilidade, da transparência e da publicidade e às especificidades de cada instalação.

Ou seja, os casos em que as instalações de consumo são atendidas por gasodutos dedicados, sem conexão com o sistema da concessionária de distribuição devem ser contemplados por uma tarifa específica que guarde relação com as especificidades de cada instalação, incluindo os custos de investimento e de operação.

Entendemos que abordar a necessidade da TUSD-E é pertinente neste momento dado que a sua aplicação possui impactos no cálculo da margem da distribuidora e no potencial de desenvolvimento do mercado de gás pernambucano.

3. Aplicação de Taxa de Fiscalização para o Mercado Livre

Entendemos que não deve ser admitida a cobrança de taxas de fiscalização nas legislações estaduais no que concerne as atividades de comercialização de gás natural. Isso se explica pelo fato de que a fiscalização desse tipo de atividade se dá no âmbito federal, sendo competência da ANP, não devendo haver sobreposição por parte da regulação estadual.

A supressão da cobrança dessa taxa é uma sinalização positiva no sentido do desenvolvimento do mercado de gás natural nos moldes preconizados pela Lei 14.134/2021. A eliminação dessa



cobrança configura um vetor de redução de custos, estímulo à concorrência e aumento da demanda pelo insumo.

Conclusão

Diante do exposto, o RELIVRE reafirma a importância da atuação da Agência Reguladora neste processo, ressaltando que cabe à Agência, em defesa dos usuários de gás natural canalizado, buscar a definição de uma margem média que favoreça o crescimento do mercado de gás.

O RELIVRE permanece à inteira disposição da Agência, convicto de que, por meio do diálogo e da colaboração entre todos os agentes, será possível construir uma regulação moderna em Pernambuco, em benefício dos consumidores e do desenvolvimento do setor em todo o país.

Cordialmente,





SM GESSO LTDA.
CNPJ.: 06.294.925/0001-79
INSC. EST: 0314227-21

AGÊNCIA REGULADORA DE PERNAMBUCO – ARPE

NESTA.

Assunto: Solicitação de aprovação das Fases II e III do Projeto de Implantação do Gás Natural no Polo Gesseiro do Araripe

Prezados Senhores,

Cumprimentando-os cordialmente, vimos por meio deste **parabenizar pela aprovação da Fase I do Projeto de Implantação do Gás Natural no Polo Gesseiro do Araripe (Trindade–Ouricuri)**, iniciativa de grande relevância para o desenvolvimento sustentável da região.

Informamos ainda que a **empresa SM Gesso Ltda** já iniciou o **uso do gás natural desde o dia 23 de outubro de 2024**, demonstrando na prática os **benefícios operacionais, ambientais e econômicos** proporcionados por essa nova matriz energética. Os resultados obtidos reforçam a necessidade de ampliação e continuidade do projeto para as demais empresas do polo.

Entretanto, **ressaltamos a importância da aprovação e execução das Fases II e III**, de forma a garantir a plena operacionalização do sistema e a universalização do fornecimento de gás natural em todo o polo gesseiro.

O **gás natural representa um marco para o setor gesseiro do Araripe**, por oferecer uma **matriz energética mais limpa, segura e economicamente viável**, substituindo a lenha — fonte escassa e causadora do desmatamento da Caatinga. Sua adoção traz ganhos significativos em **eficiência energética, qualidade do produto final, competitividade industrial e redução de custos operacionais**, além de alinhar o polo às **metas nacionais e globais de descarbonização**.

Entre os principais **benefícios ambientais e econômicos**, destacam-se:

- A **redução expressiva das emissões de poluentes** e do desmatamento, favorecendo o **recaatingamento da região**;
- O **melhor controle da qualidade do gesso produzido**, ampliando o padrão técnico e comercial do produto;
- O **fortalecimento da competitividade das indústrias locais**, permitindo que o polo gesseiro acompanhe as exigências de um mercado cada vez mais sustentável.

Ademais, a implantação de uma **infraestrutura robusta e integrada**, incluindo um **terminal de regaseificação no Araripe**, assegurará o **fornecimento contínuo e seguro de gás natural**, impulsionando o desenvolvimento econômico regional e consolidando o Polo Gesseiro como referência nacional em inovação e sustentabilidade.



SM GESSO LTDA.
CNPJ.: 06.294.925/0001-79
INSC. EST: 0314227-21

Diante do exposto, **solicitamos a valiosa atenção dessa Agência para a aprovação das Fases II e III do projeto**, de modo que os benefícios previstos possam ser plenamente alcançados e revertidos em favor da indústria, do meio ambiente e da sociedade pernambucana.

Trindade – PE, 11 de outubro de 2025.

Ats,

FABIO
MONTEIRO DOS
SANTOS:040055
39459
Fábio Monteiro

Assinado digitalmente por FABIO MONTEIRO DOS
SANTOS:04005539459
ND: C=BR, O=ICP-Brasil, OU=08714927000103,
OU=Secretaria da Receita Federal do Brasil - RFB,
OU=RFB e-CPF A3, OU=EM BRANCO, OU=
interconferencia, CN=FABIO MONTEIRO DOS
SANTOS:04005539459
Razão: Eu sou o autor deste documento
Localizção:
Data: 2025.10.13 10:12:35-03007
Foxit PDF Reader Versão: 2024.4.0

Diretor Administrativo

SM GESSO LTDA

CEL. 87-99991-0178

fabio@smgesso.com.br

www.smgesso.com.br



Contribuição para a Audiência Pública 04/2025

ARPE- Agência de Regulação de Pernambuco

**REVISÃO ORDINÁRIA DA MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO COMPANHIA
PERNAMBUCANA DE GÁS - COPERGÁS**

PROCESSO SEI Nº 0007900024.002231/2025-13

PARTICIPANTE: Zevi Kann

EMPRESA: Zenergas Consultoria Empresarial em Energia e Regulação
Ltda

MEIO DE CONTATO: zevi@zenergas.com.br

A Zenergas tem participado de processos regulatórios nos setores de distribuição e transporte de gás canalizado em todo o Brasil, contribuindo com base na sua ampla experiência para a qualidade técnica da regulação. Nesse sentido, encaminhamos as nossas sugestões referentes ao PROCESSO SEI Nº 0007900024.002231/2025-13, conduzido pela ARPE cuja finalidade é estabelecer a revisão tarifária anual da margem de distribuição da Copergás.

A NOTA TÉCNICA DEF/CTEEF Nº 14/2025 elaborada pela ARPE realiza uma ampla verificação no conjunto de informações, legislação aplicável, avançando em conteúdos empresariais e análises buscando produzir propostas adequadas para a presente Revisão Tarifária em Audiência Pública. Nos manifestamos sobre os itens a seguir:

- 1- Custo de Gestão -a Copergás propõe que seja aplicada ao segmento industrial do mercado livre a mesma estrutura de margem regulatória praticada no mercado cativo, acrescido de um fator adicional específico para custeio da gestão do mercado livre. A justificativa é de que, do ponto de vista orçamentário e operacional, o custo de gestão do mercado livre equivale, neste momento, às despesas operacionais associadas à atividade de suprimento de gás que se busca excluir da formação da TUSD. No entanto, a ARPE, tendo como justificativa a complexidade do contexto, bem como, a proposta e os desafios apresentados pela Copergás, entende necessário ampliar o debate e os estudos de modo a fundamentar a estruturação tarifária do mercado livre por meio de normatização que permita a um ambiente de imaturidade seu desenvolvimento sob os pilares do equilíbrio, isonomia, modicidade, transparência e segurança jurídica. Destacamos que a rapidez no desenvolvimento do Mercado Livre tem levado a concessionária à constatação, conforme descrito na Nota Técnica, de que ao atuar no mercado livre, não há redução de atividades e encargos da distribuidora, uma vez que não se exime de suas obrigações perante o usuário livre, que destaca tratar-se de um ambiente mais complexo, com maior número de interlocutores, contratos bilaterais e fluxo de informação crítico. Nesse contexto destaca ainda a Copergás, que o ambiente livre em Pernambuco se encontra em estágio embrionário, com baixa maturidade institucional, carência de benchmarks regionais e alta assimetria informacional, exigindo da distribuidora esforço adicional para estruturação de processos, capacitação de pessoal e elaboração de instrumentos jurídicos e regulatórios, num cenário com baixo ganho de escala e alto custo marginal por operação. Importante é que a legislação no estado de Pernambuco reconhece a aplicação do Custo de Gestão e seria urgente que a



ARPE, de fato, venha a reconhecer a sua aplicação com vistas a evitar que o mercado cativo venha a ter suas margens oneradas em função de custos atribuíveis ao mercado livre.

2- Ajustes

A parcela da equação tarifária denominada Ajustes, conforme definição constante no Anexo I do Contrato de Concessão, corresponde às diferenças entre os aumentos de custos estimados e os aumentos reais, sendo compensados para mais ou para menos na planilha tarifária. Registra-se, contudo, diferenças de entendimento quanto ao método apresentado pela Copergás para o cálculo desta parcela e o método adotado pela ARPE. O cálculo da parcela Ajustes pela ARPE é apresentado no subitem 5.5.1 de sua Nota Técnica. No entanto, após a realização do cálculo, a ARPE decide não o aplicar de forma integral, com base na seguinte justificativa:

“... observa-se que o impacto na redução do volume realizado (12,96% inferior ao volume projetado) foi fator relevante para o resultado de R\$ 28.325.442 obtido no cálculo do Ajuste conforme metodologia adotada pela Agência”. E prossegue a ARPE “Nesse contexto, a Arpe entende que as consequências de uma redução de vendas (ou superdimensionamento) não devem ser repassadas integralmente à tarifa. Havendo a necessidade, portanto, de maior aprofundamento quanto às bases do cálculo do Ajuste, sendo oportuno tratar do assunto no âmbito da Normatização do Processo de Revisão Tarifária e da parcela Ajustes em trâmite na Arpe”.

Ora, verificadas as diferenças metodológicas no cálculo da parcela Ajustes, observou-se uma redução de seu valor de R\$41.952.803,00 correspondente ao valor unitário de margem de 0,0924/m³ proposto pela Copergás para R\$28.325.442,00 calculado pela ARPE. Seria o caso então de discutirmos na



Audiência Pública a respeito de qual metodologia é mais aderente aos termos do Contrato de Concessão.

A ARPE, no entanto, utiliza o argumento que mesmo o valor reduzido de R\$28.325.442,00 não deveria ser repassado integralmente ao cálculo da nova margem tarifária, sendo oportuno tratar do assunto em futuro estudo de “Normatização do Processo de Revisão Tarifária e da parcela de Ajustes”. Verifica-se, de fato, que a proposta da ARPE, de forma contraditória, elimina totalmente a parcela Ajuste do cálculo da margem tarifária conforme disposto no Quadro 19 – pag. 40 e 41 da Nota Técnica.

Identificamos na matéria questões regulatórias em três pontos.

- (a) A diferença de cálculo entre a Copergás e a Arpe deveria ser objeto de cuidadosa análise no âmbito dessa Audiência Pública, e ao nosso ver, a metodologia expressa pela Copergás é a mais aderente aos termos do Contrato de Concessão e resulta num valor de R\$41.952.803,00.
- (b) Não é justificada pela ARPE o motivo do valor calculado de R\$28.325.442,00 não vir a ser inteiramente repassado ao cálculo da margem e qual então deveria ser esse novo valor.
- (c) Inexiste justificativa para que nenhum valor seja repassado, ou seja, desapareceu do cálculo, a parcela referente a Ajustes, conforme expresso na tabela 19- pag. 40 e 41 da Nota Técnica.

Nesses termos sugerimos à ARPE a sua reconsideração, revendo o cálculo e repassando na íntegra o valor apurado na parcela Ajustes, para a margem tarifária.

3- Despesas de Pessoal

A ARPE propõe reduzir as Despesas de Pessoal apresentadas em diversas contas, sendo que na Conta 10501, referente à participação nos resultados/lucros, a glosa apresentada é total. Em contraposição, argumentamos que a referida participação é um instrumento moderno e necessário para a política interna de



gestão dos empregados da empresa e faz parte da remuneração aplicável àqueles que tiveram reconhecido mérito em sua atuação. A manutenção de adequados recursos humanos é essencial à atividade da concessionária de distribuição de gás canalizado e sugerimos a manutenção na íntegra da proposta da Copergás.

4- Comentário Geral

A NOTA TÉCNICA DEF/CTEEF Nº 14/2025 elaborada pela ARPE apresenta em seu item 5.6 às páginas 43 e 44, matéria opinativa intitulada “Considerações Sobre o Contrato de Concessão”. Destacamos que o assunto foge ao escopo da revisão tarifária em curso e não deveria ser objeto de manifestação pela ARPE no presente processo. Evidentemente, não é possível e nem cabe à ARPE realizar qualquer tipo de alteração no contrato de concessão no ambiente de revisão tarifária por se tratar de um contrato plenamente vigente, assinado pelo Poder Concedente e a Copergás.