

ABRACE Energia e ABIQUIM

Contribuições à Consulta Pública n. 05/2025

Processo nº 000152-39.00/25-0, que trata da Revisão Tarifária da
Companhia de Gás do Rio Grande do Sul – Sulgás

Junho de 2025

Introdução

A **ABRACE Energia** – associação setorial que representa os grandes consumidores industriais de gás natural – e a **ABIQUIM** – entidade que congrega empresas de pequeno, médio e grande portes fabricantes de produtos químicos e prestadores de serviços ao setor – no estado do Rio Grande do Sul, motivadas pela busca da modernização e competitividade, da atratividade para novos investimentos e da maturidade regulatória do setor de gás natural, vêm participando e contribuindo ao longo do tempo nas discussões que envolvem o tema no âmbito das indústrias.

Na presente oportunidade, cumprimentamos a Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul – AGERGS pela promoção da Consulta Pública e Audiência Pública n. 05/2025, que têm como objetivo obter subsídios para melhor instruir o Processo n. 000152–39.00/25–0 que trata de Revisão Tarifária Ordinária da Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul – Sulgás.

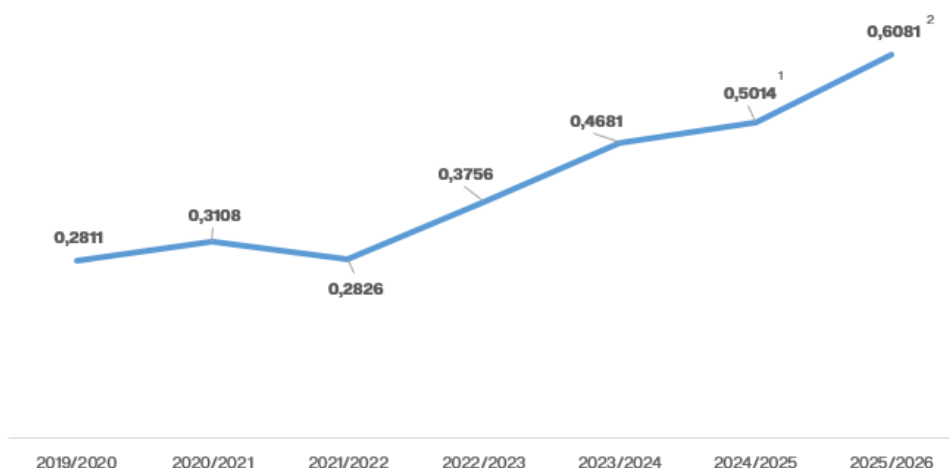
A abertura de dois processos de participação pública para tratar da revisão tarifária representa uma medida regulatória essencial para garantir transparência e isonomia no momento da definição de uma tarifa justa e equilibrada para o serviço público de distribuição de gás canalizado. Esse procedimento regulatório ganha ainda mais importância face à situação socioeconômica do estado do Rio Grande do Sul, que, infelizmente, ainda enfrenta um dispendioso processo de reconstrução agravado pelos eventos climáticos deste ano, o qual exige especial atenção do Poder Concedente no direcionamento da política energética que apoiará essa reconstrução e a evolução da transição energética no estado.

É sob esse importante contexto econômico, social e ambiental que a ABRACE Energia e a ABIQUIM reforçam seus protestos de estima e apoio à AGERGS na recomendação da revisão do contrato de concessão. É certo que o contrato,

firmado há 30 anos, não reflete mais as condições do mercado gaúcho de gás natural e necessita ser alterado para que os usuários da rede de distribuição tenham a possibilidade de usufruir desse serviço público a tarifas módicas que promovam o acesso à energia limpa, barata e segura. A revisão do contrato permitirá também que a distribuidora avance nos investimentos para expandir a rede de distribuição, algo que, nos termos do contrato atual, é limitado. Neste momento, preocupa-nos que o descompasso entre os regramentos previstos no contrato de concessão e a realidade do mercado de gás afetem negativamente a manutenção de grupos industriais tão importantes para a economia gaúcha no mercado estadual de gás, bem como a sua continuidade no estado.

Desde a primeira revisão tarifária após a conclusão do processo de privatização da Sulgás, as margens que remuneram o serviço de distribuição têm alcançado valores cada vez maiores a cada ciclo tarifário. A Figura 1 apresenta a evolução da margem média de distribuição, onde é possível perceber a evolução dos valores aprovados após a privatização da companhia estadual e aumento de mais de 20% que a proposta de margem regulatória de 0,6081 R\$/m³ representa.

Figura 1 – Evolução da margem de distribuição de gás canalizado no Rio Grande do Sul entre 2019 e 2025.



¹ Valor homologado pela RED nº 773/2024.

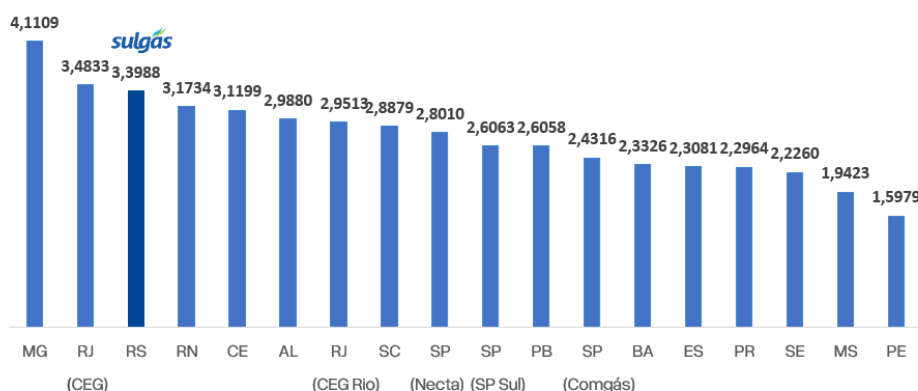
² Valor proposto na RTO 2025.

Fonte: elaboração própria.

Os sucessivos aumentos nas tarifas de distribuição após a desestatização da Sulgás são um claro reflexo da necessidade de aprimoramento da metodologia de revisão tarifária.

Se aprovada, a margem bruta de 0,6081R\$/m³ fará com que a tarifa industrial de distribuição da Sulgás se torne 3ª mais cara do país. A Figura 2, abaixo, traz o comparativo do impacto do aumento do valor da margem industrial em USD/MMBTU. A título de comparação, só a margem industrial da Sulgás superaria o gás comercializado no Henry Hub, que atingiu 3,12 USD/MMBTU no mês de maio em meio às recentes tensões no Oriente Médio.

Figura 2 – Margens do segmento industrial (ex-impostos) comparadas com o preço do gás natural do Henry Hub.



Unidade: USD/MMBTU.

Referência: faixa de consumo de 100.000 m³/dia do segmento industrial.

¹ Consideram-se efeitos das margens do ciclo 2025/2026 aprovada para Algás e propostas para a Bahiagás, ES Gás e Sulgás.

Fonte: elaboração própria.

Frente ao expressivo custo econômico que pode ser gerado pela elevação da margem regulatória do ciclo tarifário de 2025/2026 é preciso levantar os impactos associados a esse aumento para a indústria gaúcha. Novamente, a ABRACE Energia e a ABIQUIM manifestam sua preocupação sobre os efeitos que podem decorrer de aumentos recorrentes nas tarifas de distribuição de gás canalizado.

O primeiro efeito é a redução da competitividade do gás natural e do biometano e sua troca por outros energéticos – especialmente aqueles energéticos mais baratos e mais poluentes. Além de indesejável para a indústria que está comprometida com o processo de descarbonização e migração para uma matriz energética mais limpa, a possibilidade dessa troca vai de encontro aos planos de transição energética do próprio estado do Rio Grande do Sul, que, a exemplo, foi um dos primeiros estados a editar políticas de incentivo à produção e uso de biometano e fomentar a contratação do gás renovável pela concessionária estadual.

O segundo efeito, tão nocivo quanto o primeiro, é a destruição da demanda por gás natural e biometano no estado. Como explicitado, com a elevação dos custos do insumo é esperado que as indústrias migrem para fontes que apresentam menores custos. Isso posto, importa rememorar que a migração é acompanhada de investimentos em infraestruturas, o que reduz a baixas chances o retorno ao gás natural. Nesse cenário, a demanda por gás natural no estado – sustentada pelo consumo industrial – pode ser severamente reduzida e, como consequência, a concessão apresentará custos cada vez maiores em função da redução do número de consumidores. Em suma, a economia de escala é invertida e o mercado de gás canalizado gaúcho vivenciará o fenômeno econômico cunhado como “espiral da morte”.

Nesse sentido, é certo que a intervenção do Poder Concedente e do regulador são necessárias para redirecionar a concessão ao equilíbrio tarifário e de demanda. Ou melhor, deve-se buscar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Nesse caso, em prol do consumidor. Entende-se que a revisão do contrato de concessão é um processo que exige atenção e não ocorre de forma imediata, pois é necessário que haja estudo e preparo para a modificação das regras contratuais vigentes. Contudo, a situação econômico-financeira da concessão exige medidas ágeis que possam mitigar os efeitos que já vêm sendo sentidos pelos usuários do serviço público.

Cabe ressaltar que o expressivo aumento previsto para o ciclo tarifário de 2024/2025 pode ser atenuado pelo regulador até a finalização do processo de revisão do contrato de concessão pelo Poder Concedente. Considera-se essencial que esta agência, enquanto representante do poder público com efetiva competência regulamentar, atue sobre as regras estabelecidas no contrato de concessão a fim de garantir a adequada execução do serviço público delegado, especialmente no que tange o repasse dos custos aos usuários.

Como demonstrado, desde o processo de privatização da companhia, observa-se uma tendência de aumento acentuado das tarifas de distribuição – causada pelos sucessivos aumentos da margem bruta. Nessa seara, a ABRACE Energia e a ABIQUIM entendem que compete à agência reguladora a alteração, via ato normativo, de variáveis consideradas na metodologia de cálculo da margem regulatória. A alteração dessas variáveis, como a exclusão da CSLL como imposto associado a resultados e correção do cálculo da parcela de ajustes, é capaz de reduzir o valor calculado para a margem regulatória neste processo e garantir a aplicação de tarifas mais adequadas à realidade do mercado de gás do estado.

Apresentado o entendimento destas associações sobre a proposta de margem regulatória em apreciação pública no estado do Rio Grande do Sul, a ABRACE Energia e a ABIQUIM reiteram seu amparo à prudente determinação de tarifas módicas, capazes de remunerar a concessionária por seus investimentos e pela prestação do serviço de distribuição sem impor demasiado ônus aos consumidores e comprometer a manutenção desses no mercado de gás canalizado. Dessa forma, apresentamos a seguir nossas contribuições à Informação DRE nº 84/2025.

Contatos: Adrianno Lorenzon (adrianno@abrace.org.br), Letycia Pedroza (letycia@abrace.org.br), Fátima Giovanna Coviello Ferreira (fatima_externo@abiquim.org.br) e Paula Tanaka (paula.tanaka@abiquim.org.br).

Margem bruta homologada para o ciclo 2024/2025:

Estas associações observaram que, apesar da publicação da RED nº 795/2025, que determinou a reinclusão do Imposto de Renda (IR) e a aplicação de um mecanismo transitório para o cálculo da parcela de ajustes, não se verificou a homologação explícita da nova margem bruta de 0,6750 R\$/m³ em ato normativo subsequente. A única margem bruta formalmente homologada e publicada no DOE/RS foi aquela estabelecida pela RED nº 773/2024, no valor de 0,5014 R\$/m³. A Resolução Homologatória nº 605/2025, por sua vez, apenas divulgou as novas tabelas tarifárias da Sulgás, vigentes a partir de 11/06/2025, sem indicar claramente qual margem bruta foi utilizada para a construção dessas tarifas. Diante disso, é legítimo questionar se a tabela tarifária recentemente publicada teve como base a margem homologada de 0,5014 R\$/m³ — a única respaldada por ato normativo formal até o momento.

Essa incerteza é agravada pelo fato de que nem mesmo a concessionária demonstrava conhecimento da nova margem de 0,6750 R\$/m³ à época da elaboração de sua proposta, tendo utilizado, em seu pleito, o valor de 0,7157 R\$/m³, construído a partir de uma base sem a aplicação da nova metodologia de ajustes prevista na RED nº 795/2025¹.

Ademais, até a abertura da consulta pública, os agentes de mercado tampouco tinham ciência da adoção da nova margem bruta de 0,6750 R\$/m³.

Dessa forma, pede-se, gentilmente, que a AGERGS esclareça aos agentes:

› Qual a margem bruta efetivamente homologada pela agência após a publicação da RED nº 795/2025;

› Qual margem foi utilizada como base para a construção das tarifas publicadas pela REH nº 605/2025; e

¹ A Nota Técnica nº 01/2025 foi apresentada pela Sulgás em 03 de abril de 2025, enquanto a RED nº 795/2025 foi publicada em 24 de março de 2025.

› Quando a margem de R\$ 0,6750/m³ aprovada será formalmente homologada.

Margem bruta proposta para o ciclo 2025/2026:

A Informação DRE nº 84/2025 indica uma margem bruta de R\$ 0,6081/m³, com Imposto de Renda de R\$ 27.205.406,00. No entanto, a planilha “Cálculo RTO 2025 AGERGS” (Documento SEI 02094248) apresenta uma margem diferente, de R\$ 0,6336/m³, e um Imposto de Renda significativamente superior, de R\$ 42.121.262,00. Considerando que o cálculo do IR é iterativo e depende diretamente da margem bruta considerada, chama atenção o fato de que não há quaisquer alterações nos demais componentes da margem bruta que justifiquem uma diferença tão expressiva no valor do IR entre os dois documentos.

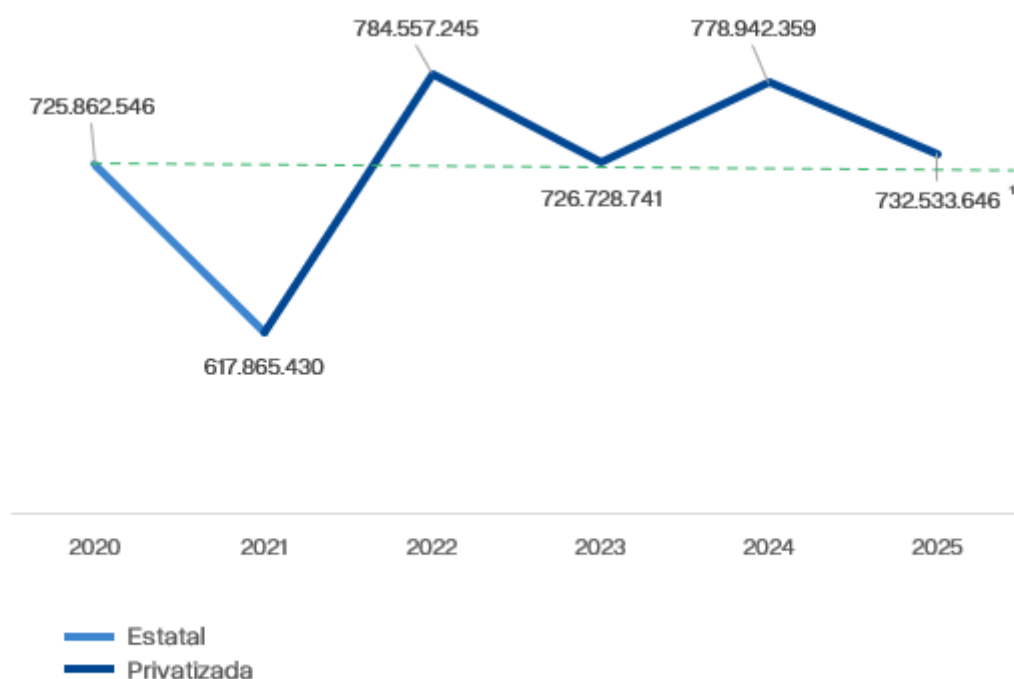
Dessa forma, solicita-se que a AGERGS esclareça qual valor de margem bruta e de IR estão sendo efetivamente propostos no processo e qual a razão da discrepância entre o valor de IR constante no documento técnico e o apresentado na planilha de cálculo.

Projeção do mercado:

A seção 2.1 da Informação DRE nº 84/2025 traz a projeção do volume de distribuição a ser considerado nos cálculos da margem bruta do ciclo 2025/2026. A projeção apresentada pela concessionária é de 732.533.646 m³/ano, volume que representa uma queda de 5,96% em relação ao volume distribuído no ano de 2024. Essa redução da expectativa dos volumes a serem distribuídos é mais acentuada do que aquela observada na última revisão tarifária, o que evidencia o agravamento da tendência de queda de demanda da concessão. A Figura 3 traz um histórico dos volumes distribuídos a cada ano após a privatização da concessão e a projeção de demanda para este próximo ciclo tarifário. Nota-se que os volumes distribuídos vêm

decaindo, demonstrando, de forma muito clara, a retração do mercado consumidor da Sulgás, que se aproxima dos volumes distribuídos antes da privatização da companhia.

Figura 3 – Histórico dos volumes distribuídos pela Sulgás e projeção de volume para o ciclo 2025/2026.



¹ Volume de distribuição projetado para o ano de 2025.

Fonte: elaboração própria com dados de Sulgás e AGERGS².

A estimativa de mercado feita pela Sulgás e os dados apresentados pela AGERGS no documento técnico reforçam um sinal de alerta sobre a redução da demanda e a perda da competitividade do gás natural na concessão. O dado mais

² Relatório Integrado de Administração 2021; Nota Técnica nº 01/2023 – DT; Informação DT nº 79/2024 e Informação DRE nº 84/2025.

preocupante está no segmento industrial: conforme evidenciado na Tabela 3, abaixo, há a expectativa de redução de 15% do mercado cativo industrial – uma perda de cerca de 65 MM m³/ano. Embora haja a expectativa de crescimento do mercado livre industrial, no qual se projeta um aumento de 614% em relação ao ano de 2024, o incremento de 36 MM m³/ano dessa classe de usuários não é capaz de compensar as perdas totais do segmento industrial. A diferença entre a perda do mercado cativo industrial e o incremento do mercado livre gera um saldo de cerca de 28 MM m³/ano, volume expressivo que deixou de ser consumido pelos industriais cativos e que não migrou para o mercado livre. Em suma, os 28 MM m³/ano são uma demanda industrial que deixa de existir na concessão.

Tabela 3 – Comparação de volumes distribuídos em 2024 e projetados para 2025 por classe de usuário.

Classe de Usuário	Volume Realizado 2024	Volume Projetado RTO 2025	Δ (%)	Δ (m ³)
Industrial Cativo	432.972.172	368.018.700	-15,00%	-64.953.472
Industrial Livre	5.875.939	41.975.000	614,35%	36.099.061
Comercial	17.069.305	17.401.661	1,95%	332.356
Veicular	49.030.281	48.382.504	-1,32%	-647.777
Cogeração/Geração/Climatizaçã	3.373.414	3.489.948	3,45%	116.534
Residencial	11.467.434	12.365.833	7,83%	898.399
Refinaria Livre	249.092.641	240.900.000	-3,29%	-8.192.641
Termelétrica Livre	10.061.173	0	-100,00%	-10.061.173
Total	778.942.359	732.533.646	-5,96%	-46.408.713

Fonte: Informação DRE nº 84/2025 (com adaptações).

O “desaparecimento” de volumes do mercado cativo industrial pode ser interpretado como uma nítida demonstração da inviabilidade econômica dos custos finais da concessionária para os usuários. Nesse contexto, conforme já alertado por estas associações em momentos anteriores, é provável que os consumidores tenham optado pela substituição do gás natural por outros energéticos mais baratos – ainda que, muitas vezes, essa substituição se direcione a energéticos mais poluentes do que o gás natural. É possível até que os consumidores tenham migrado

suas produções para outras filiais em outros estados ou encerrado suas atividades produtivas no estado, tamanho o impacto do custo final do insumo – situação que, infelizmente, não é improvável à indústria consumidora de gás natural no Brasil.

Diante disso, é essencial que a AGERGS se atente ao decréscimo de demanda projetado para o ciclo 2025/2026 e utilize a projeção de mercado apresentada pela Sulgás como parâmetro para a aprovação dos demais componentes da margem de distribuição, assegurando que os custos repassados aos usuários por meio da margem bruta estejam em consonância com a realidade dos volumes distribuídos. Cabe ainda destacar que a ausência de compatibilidade entre os custos projetados para a RTO 2025 e a base efetiva de consumo compromete a modicidade tarifária e pode intensificar a retração do mercado, agravando ainda mais o desequilíbrio da concessão.

Incidência da CSLL como IR:

A ABRACE Energia e a ABIQUIM manifestam apoio à exclusão da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) dos componentes que integram a margem regulatória da concessionária Sulgás, conforme entendimento manifestado pela Conselheira-Presidente Luciana Luso de Carvalho, durante a deliberação do recurso interposto pela concessionária à Resolução Decisória nº 773/2024.

Tal proposta está em consonância com o disposto no Contrato de Concessão e reflete um entendimento técnico coerente com a natureza jurídica da CSLL, reconhecida como tributo de natureza distinta do Imposto de Renda.

Embora o voto da Conselheira tenha sido vencido pela maioria do Conselho Superior, destaca-se que não houve, até o momento, manifestação formal da Diretoria Jurídica da AGERGS, nem da Procuradoria-Geral do Estado do Rio Grande do Sul (PGE/RS), sobre o tema. Considerando a relevância da matéria, entende-se ser oportuno que a proposta seja submetida à avaliação jurídica.

Diante da complexidade da matéria, a ABRACE Energia e a ABIQUIM consideram fundamental que a AGERGS promova um estudo técnico-jurídico específico sobre a inclusão da CSLL na base de cálculo da margem regulatória, avaliando os possíveis impactos da manutenção desse tributo sobre os custos repassados ao consumidor e sua conformidade com o Contrato de Concessão.

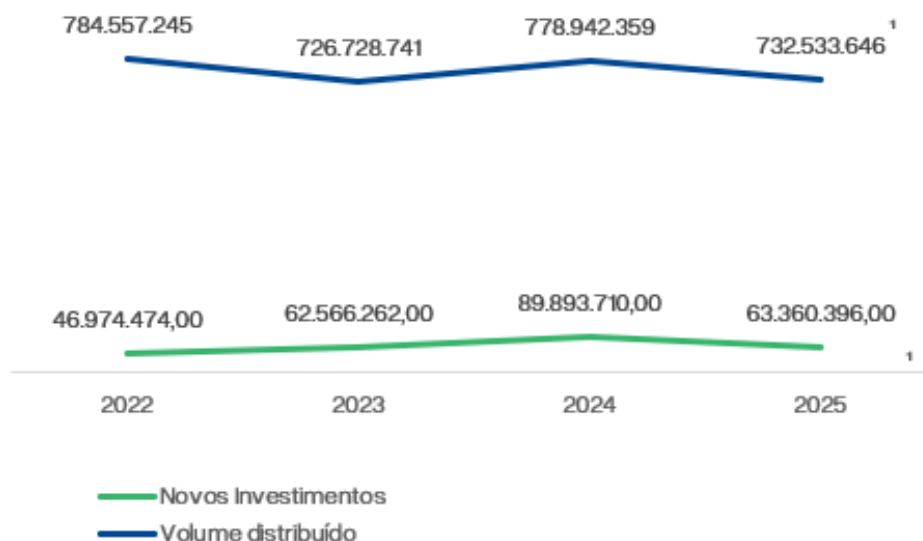
Dessa forma, sugere-se que a AGERGS encaminhe o tema à análise de sua assessoria jurídica interna e à PGE/RS, com vistas à emissão de parecer específico sobre a legalidade e a pertinência regulatória da exclusão da CSLL da metodologia de cálculo da margem.

Aprovação de novos investimentos:

Na seção 2.2 da Informação DRE Nº 84/2025, esta agência reguladora dispõe a Base de Ativos Regulatória considerada para a RTO 2025. Na seção, são apresentados os R\$ 63.360.396,00 que serão incorporados à BAR à título de novos investimentos, conforme os valores pleiteados pela Sulgás em seu plano de negócios.

Para o ciclo tarifário 2025/2026, observa-se a continuidade da tendência de inclusão de elevados volumes de investimentos pela concessionária, sem que se verifique, contudo, um reflexo proporcional no crescimento do consumo de gás na área de concessão. A Figura 4, abaixo, ilustra o distinto comportamento entre os montantes investidos pela Sulgás desde 2022 até o momento atual em comparação com os volumes efetivamente praticados nesse período.

Figura 4 – Comparação entre os investimentos realizados a cada ciclo e os volumes distribuídos.



¹ Montante e volumes pleietados pela Sulgás para o ano de

Fonte: elaboração própria com dados de Sulgás e AGERGS³.

De acordo com a Nota Técnica nº 01/2025 da Sulgás, foram apresentados à Secretaria do Meio Ambiente e Infraestrutura – SEMA investimentos no valor de R\$ 67,4 milhões, e a redução para R\$ 63,3 milhões ocorreu, entretanto, por glosas aplicadas aos benefícios capitalizados e aos estoques pela própria concessionária. Salienta-se que até o início da consulta pública não houve retorno da secretaria de estado sobre o plano de investimentos proposto.

Isso repete o ocorrido no ciclo anterior. Apesar de a aprovação dos investimentos ser uma atribuição formal da SEMA, pelo segundo ano consecutivo, os investimentos da Sulgás foram incorporados aos cálculos tarifários sem a devida análise ou validação prévia por parte do poder concedente. Cabe registrar que a ausência de manifestação da SEMA quanto à adequação e prudência desses investimentos representa uma preocupante omissão diante de suas responsabilidades. Em especial, considerando que é papel do poder concedente

³ Relatório Integrado de Administração 2021; Nota Técnica nº 01/2023 – DT; Informação DT nº 79/2024 e Informação DRE nº 84/2025.

zelar para que os aportes sejam compatíveis com os objetivos da transição energética e com o contexto econômico-social de reconstrução vivido pelo estado do Rio Grande do Sul.

Além disso, é importante destacar que, embora a Sulgás preveja a conexão de 7.500 novos usuários e a expansão de 25 km de rede, essa projeção não impede a redução de 5,96% no volume total distribuído, prevista para o período. Isso revela um descompasso entre os investimentos e a evolução da demanda, indicando que o crescimento físico da rede está nitidamente sendo direcionado a segmentos de baixo consumo específico, como o residencial, sem contrapartida significativa de ganho volumétrico.

Esse cenário leva a um ponto crítico: os demais usuários da concessão, notadamente os grandes consumidores, acabam por subsidiar uma expansão concentrada em segmentos de menor demanda, o que vem representando um desbalanceamento tarifário na concessão gaúcha e distorcendo os incentivos regulatórios à eficiência e à modicidade tarifária. A título de comparação, em 2024 foram investidos aproximadamente R\$ 94 milhões, e ainda assim, a expectativa para 2025 é de queda no consumo e aumento da margem de distribuição.

Nesse contexto, estas associações apresentam um questionamento legítimo: para onde foram direcionados os investimentos realizados no ciclo anterior? A impressão que se tem é a de que a concessionária segue expandindo uma rede que não é plenamente utilizada, enterrando dutos vazios enquanto a demanda se retrai e os custos operacionais para manter dutos com baixa carga se elevam.

Diante do preocupante cenário exposto, a ABRACE Energia e a ABIQUIM solicitam, gentilmente, que:

- › A AGERGS condicione a incorporação dos investimentos ao devido pronunciamento do poder concedente, nos termos do que estabelece o contrato de concessão;

- › A AGERGS proceda com a realização de auditoria independente da Base de Ativos Regulatória e que essa seja uma condição obrigatória para a realização das próximas RTOs;
- › A SEMA exerça com rigor suas atribuições legais e avalie, de forma técnica e transparente, a aderência dos planos de investimento às políticas públicas estaduais;
- › A AGERGS reavalie a inclusão dos aportes pleiteados pela Sulgás até que haja a devida validação por parte do poder concedente, inclusive por meio de teste econômico neste ciclo 2025/2026; e
- › A AGERGS e a SEMA estabeleçam metodologia (teste econômico) para a aprovação dos investimentos nos próximos ciclos tarifários.

Destaca-se que a articulação coordenada entre regulador e poder concedente é fundamental para assegurar que os investimentos realizados estejam, de fato, alinhados ao interesse público, ao equilíbrio econômico-financeiro da concessão e à realidade do mercado consumidor de gás natural do estado do Rio Grande do Sul.

Obras não operacionais:

A seção 2.2 da Informação DRE Nº 84/2025 faz menção à cláusula 14.2 do Contrato de Concessão:

14.2 – Para fins de cálculo da remuneração do capital investido, os investimentos compreenderão todos os ativos da empresa utilizados, direta ou indiretamente, na exploração dos serviços de distribuição, incluídas as obras em andamento, que deverão ser capitalizadas com base em seus custos históricos acrescidos de correção monetária prevista no Anexo I, com encargos decorrentes dos recursos financeiros de terceiros e de remuneração de capital próprio aplicado durante a fase de construção, este à mesma taxa considerada para os investimentos da empresa.

De acordo com a disposição contratual, as obras em andamento (não operacionais) devem ser capitalizadas com base em seus custos históricos corrigidos, acrescidas dos encargos financeiros associados a recursos de terceiros.

Embora o contrato preveja também a possibilidade de remuneração do capital próprio que tenha sido aplicado durante a construção do ativo, é preciso considerar que o ativo não operacional, ao ser remunerado a 20% a.a., permitiria a dupla remuneração do ativo: primeiro, em sua fase não operacional e, após, em sua fase operacional.

Portanto, é prudente e tecnicamente adequado que as obras em andamento sejam remuneradas exclusivamente pelo custo da dívida durante sua fase de construção, resguardando-se a remuneração plena (com retorno sobre o capital próprio) apenas a partir da entrada do ativo em operação.

Dessa forma, sugere-se que:

- › As obras em andamento sejam capitalizadas apenas pelo custo da dívida; e
- › Após o reconhecimento como ativos operacionais, passem a ser remuneradas pela taxa contratual de 20% a.a.

Custos operacionais:

A seção 2.4 da Informação DRE Nº 84/2025 apresenta a análise do custo operacional pleiteado pela concessionária para o ciclo 2025/2026. A proposta apresentada pela Sulgás demonstra um aumento relevante quando comparada aos valores aprovados na última revisão tarifária e realizados em 2024. Os custos pleiteados pela concessionária para o próximo ciclo somam R\$ 116.098.172,00, o que representa um aumento de 15% em relação aos custos operacionais efetivamente realizados em 2024.

Chama atenção o fato de que, mesmo após apontar incoerências em relação aos valores realizados, a AGERGS não tenha promovido quaisquer glosas nos custos operacionais apresentados. A exemplo, quando avalia o grupo “despesas com



operação e manutenção”, o regulador verifica que os R\$ 19.077.715,00 pleiteados representam uma redução de 12,17% em relação ao valor realizado para a rubrica em 2024. Apesar de verificar que poderia haver redução no valor desse grupo de despesas, a agência não procede nenhuma glosa para a rubrica.

Frisa-se que a redução das despesas com O&M, em um cenário no qual a concessionária projeta ampliação de investimentos em CAPEX para expansão da rede, não é evidência de ganho de eficiência operacional. Ao contrário, reflete um claro desalinhamento entre a expectativa de ampliação da infraestrutura e o decréscimo da demanda projetada, que, como apontado anteriormente, já supera 5% no volume total e mais de 15% no mercado industrial cativo. O comportamento dessa rubrica, portanto, reforça a necessidade de uma avaliação mais criteriosa sobre a coerência entre os componentes operacionais e os investimentos projetados para a concessão.

Para mais, a agência também identificou que os itens que mais contribuíram para a elevação do OPEX foram:

- › Despesas com Pesquisa e Desenvolvimento: de R\$ 86.874,00 realizados para R\$ 491.000,00, um aumento de 468%;
- › Despesas Financeiras: de R\$ 122.630,00 realizados para R\$ 573.778,00, um aumento de 368%; e
- › Diferenças com perdas: de R\$ 4.566.568,00 para R\$ 9.037.664,00, um aumento de 98%.

No caso das “despesas financeiras”, o Contrato de Concessão determina que essas são referentes à “o valor resultante da diferença entre as condições de pagamento do gás à Petrobrás e as condições do recebimento dos consumidores”. No caso em questão, trata-se de uma consequência direta da má gestão contratual e financeira da concessionária em equilibrar prazos e obrigações comerciais. A

transferência integral desse custo ao consumidor final representa um claro desalinhamento de incentivos e penaliza o usuário por ineficiências de gestão da distribuidora. É preciso destacar que um aumento da magnitude de 368% nessa rubrica deveria ter sido avaliado, em detalhes, pelo regulador. Ressalta-se que a concessionária não apresentou na planilha de suporte à Nota Técnica Sulgás nº 01/2025 – Anexo III o detalhamento das despesas financeiras.

Da mesma forma, o aumento significativo da rubrica “diferenças com perdas de gás” evidencia ineficiência técnica da concessionária. Os custos com perdas, ainda que previstos no contrato de concessão, representam a compensação por parte do consumidor da incapacidade da concessionária de coibir perdas físicas e não físicas em seu sistema de distribuição. A inclusão automática desses custos nos cálculos tarifários onera a margem regulatória e representa desestímulo ou desincentivo à melhoria da eficiência técnico-operacional da concessionária, inclusive no que diz respeito à segurança da distribuição.

Conforme já apontado por estas associações anteriormente, mantém-se o entendimento de que esta agência reguladora, visando o interesse público e a eficiência do serviço de distribuição, pode e deve editar norma que suspenda a inclusão das diferenças com perdas nos custos operacionais, ao menos até que sejam definidos e aplicados Índices de Perdas Globais (IPG) para os próximos ciclos tarifários. Cabe ressaltar que a certificação e fiscalização da base de ativos da concessionária pode auxiliar na implementação dessa ferramenta regulatória, considerando que a avaliação dos investimentos realizados e da renovação da rede de distribuição poderá demonstrar ganhos de eficiência e redução das perdas.

Diante do exposto, solicita-se que a AGERGS reavalie criticamente os valores propostos na RTO 2025/2026, com especial atenção às rubricas que sofreram aumentos desproporcionais, e promova as glosas necessárias para assegurar a consistência técnica e a modicidade tarifária esperada em um serviço público essencial.

Cálculo da parcela de ajuste:

A respeito da metodologia de ajuste apresentada pela AGERGS, a ABRACE Energia e a ABIQUIM trazem uma importante observação que se refere à utilização de 92% do volume realizado como base para o cálculo dos custos reais. Apesar de o mecanismo transitório para a utilização de 100% do volume realizado estar previsto na RED nº 795/2025, estas associações reiteram seu posicionamento contrário à aplicação do mecanismo.

Cumpre-nos destacar que o erro matemático da utilização de volumes diferentes de 100% já foi reconhecido por esta agência. Retardar a correção de um erro de cálculo somente propaga a inconsistência técnica e infla os valores dos custos reais unitários, impactando negativamente o valor da diferença devida. É preciso ressaltar que tal efeito contraria o princípio da modicidade tarifária e resulta na transferência aos usuários finais de valores superiores aos necessários para a justa cobertura dos custos e da remuneração contratual da concessionária.

Ademais, estas associações mantêm seu entendimento de que o mecanismo transitório foi aprovado pelo Conselho Superior desta agência sem justificativa técnica válida, uma vez que não foi submetido à análise técnica do corpo da agência e foi aprovado à margem dos procedimentos ordinários da regulação que garantem racionalidade e legitimidade às decisões que impactarão a concessão.

Novamente, estas associações indicam fortemente a necessidade de que o mecanismo transitório para o ajuste seja suspenso e que a unitização dos custos reais seja feita com base em 100% do volume efetivamente realizado para a RTO 2024 e 2025, sob pena de se comprometer a acurácia da apuração e penalizar os consumidores com valores artificialmente elevados de compensação.

Nesse sentido, solicitamos, gentilmente, que:

- › A AGERGS recalcule a parcela de ajustes da RTO 2024 considerando 100% do volume realizado em 2023, e não 85%;
- › A AGERGS recalcule a margem de distribuição da RTO 2024 considerando a parcela de ajuste acima. Destaca-se aqui que não há efeitos à aplicação tarifária, tendo em vista que as tabelas tarifárias em vigor consideram a margem bruta homologada pela RED nº 773/2024 (0,5014 R\$/m³);
- › A AGERGS recalcule a parcela de retroatividades considerando a margem bruta acima; e
- › A AGERGS recalcule a parcela de ajustes da RTO 2025 considerando 100% do volume realizado em 2024, e não 92%.

Metodologia de cálculo da margem bruta:

A realização de consulta pública específica sobre a metodologia de cálculo da margem bruta é uma medida fundamental para fortalecer a transparência, a legitimidade e a qualidade da regulação aplicada ao serviço de distribuição de gás canalizado no Estado do Rio Grande do Sul.

A experiência acumulada nos últimos processos de revisão tarifária tem evidenciado inconsistências e ineficiências na definição da nova margem de distribuição, o que gera incertezas, atrasos e, por vezes, questionamentos que podem comprometer a credibilidade e a estabilidade das decisões anteriormente proferidas pela Agência.

Para mitigar esses riscos e construir uma metodologia mais robusta e previsível, é essencial a abertura de um processo participativo estruturado, por meio de consulta pública específica, que permita o amplo debate técnico com os agentes de mercado, consumidores, especialistas e a sociedade em geral.