

RELATÓRIO CIRCUNSTANCIADO DA CONSULTA PÚBLICA ARSP Nº 006/2025

Nos termos do Regulamento da Consulta Pública nº 006/2025, foram disponibilizadas no sítio eletrônico desta entidade reguladora, a Nota Técnica ARSP/DP/GET nº 04/2025 e a minuta de Resolução proposta que dispõe sobre o resultado da 1ª Revisão Tarifária Ordinária da Companhia de Gás do Espírito Santo – ES, estabelecendo a margem média de distribuição aplicável ao segundo ciclo tarifário, entre outras providências.

Como uma das ferramentas de controle social necessárias ao aprimoramento dos trabalhos da ARSP, e em atendimento ao princípio da transparência, a Consulta teve por objetivo recolher contribuições e opiniões das partes interessadas sobre a proposta, entre os dias 28 de maio e 17 de junho de 2025, contando com a participação de 23 entidades.

Os resultados da análise das contribuições constam do Anexo I deste Relatório Circunstanciado.

Em 08 de julho de 2025.

ANEXO I - ANÁLISE DAS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS NA CONSULTA PÚBLICA ARSP Nº 006/2025

PROPOSTA: minuta de Resolução que dispõe sobre o resultado da 1ª Revisão Tarifária Ordinária da Companhia de Gás do Espírito Santo – ES, estabelecendo a margem média de distribuição aplicável ao segundo ciclo tarifário e sobre o reajuste tarifário referente à atualização do preço médio do gás.

1. CONTRIBUIÇÕES DO SINDICATO DA INDÚSTRIA DA CONSTRUÇÃO CIVIL NO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO – SINDUSCON-ES

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
Itens 63-69 – Análise dos valores projetados para investimentos.		Considerando a expectativa de investimentos que a ES Gás pretende realizar no Espírito Santo, a Sinduscon reforça a sua concordância em relação ao que foi divulgado no Plano de Negócios da companhia, principalmente no que diz respeito a expansão da rede de atendimento. Os investimentos apresentados no plano, são essenciais para atender, principalmente, a crescente demanda por novas unidades habitacionais. Para o setor da construção civil, a disponibilidade da rede gás viabiliza projetos habitacionais mais modernos, eficientes e sustentáveis. A possibilidade do uso do gás canalizado agrega valor aos empreendimentos e as regiões onde eles serão construídos. Outro ponto relevante está diretamente relacionado a segurança. O uso do gás canalizado em apartamentos, por	<p>Agradecemos pela contribuição encaminhada. Ressalta-se que manifestações dessa natureza são relevantes para a atuação regulatória, por expressarem a visão dos atores do setor sobre os temas tratados e contribuir para o aprimoramento do processo decisório.</p> <p>Registra-se que a manifestação apresentada não propõe ajustes ao conteúdo da minuta ou aos documentos técnicos que a acompanham.</p> <p>Ainda assim, a manifestação será devidamente considerada como parte do registro histórico da participação social neste Relatório Circunstanciado, reforçando o compromisso desta Entidade</p>

		<p>exemplo, se mostra mais seguro do que o uso de botijões e cilindros. Dessa forma, o Sinduscon entende que a continuidade dos investimentos da concessionária, especialmente na ampliação da rede, é uma medida estratégica não apenas para garantir o crescimento do mercado de gás, mas também para apoiar o desenvolvimento urbano de forma ordenada e segura. Reforçamos, portanto, a importância de políticas e decisões regulatórias que incentivem e assegurem os investimentos necessários para atender as necessidades atuais e futuras da sociedade capixaba.</p>	<p>Reguladora com a transparência e o diálogo permanente com os agentes do setor.</p> <p>Ressalta-se que ficam mantidos os investimentos propostos pela ES Gás, contudo, com os valores ajustados, conforme disposto na nota técnica disponibilizada para Consulta Pública ARSP Nº 006/2025.</p>
<p>Itens 70-73 – Ativos de conversão</p>		<p>Em consideração aos investimentos projetados pela ES GÁS, o SINDUSCON, manifesta o seu apoio com o montante projetado e reitera que tais investimentos ao promoverem o uso do gás natural, colaboram para o incentivo em outros segmentos de suma importância para a economia do estado, em especial da construção civil ao ampliar as possibilidades de parceria entre construtoras e a concessionária e impulsionando o desenvolvimento do setor.</p>	<p>Agradecemos pela contribuição encaminhada. Ressalta-se que manifestações dessa natureza são relevantes para a atuação regulatória, por expressarem a visão dos atores do setor sobre os temas tratados e contribuírem para o aprimoramento do processo decisório.</p> <p>Registra-se que a manifestação apresentada não propõe ajustes ao conteúdo da minuta ou aos documentos técnicos que a acompanham.</p> <p>Ainda assim, a manifestação será devidamente considerada como parte do registro histórico da participação social neste Relatório</p>

			<p>Circunstanciado, reforçando o compromisso desta Entidade Reguladora com a transparência e o diálogo permanente com os agentes do setor.</p> <p>Ressalta-se que foram realizados ajustes nos valores, contudo foram mantidas as conversões como investimentos no presente ciclo em consonância com o contrato de concessão.</p>
<p>Itens 101 a 115 – Custos e despesas Operacionais</p>		<p>No que se reflete aos custos e despesas operacionais considerados pela ES GÁS, o SINDUSCON entende como adequado os custos empregados, considerado a necessidade de investir em bons profissionais no mercado, de forma a contribuir significativamente para a segurança operacional e reforça a confiabilidade do serviço prestado, como a disponibilidade de consultores especializados para análise de viabilidade técnica e desenvolvimento de projetos voltados a novas habitações e a atuação dedicada de analistas que acompanham individualmente cada solicitação, garantindo suporte técnico e monitoramento contínuo das obras.</p>	<p>Agradecemos a contribuição encaminhada. Ressalta-se que manifestações dessa natureza são relevantes para a atuação regulatória, por expressarem a visão dos atores do setor sobre os temas tratados e contribuírem para o aprimoramento do processo decisório.</p> <p>Registra-se que a manifestação apresentada não propõe ajustes ao conteúdo da minuta ou aos documentos técnicos que a acompanham.</p> <p>Ainda assim, a manifestação será devidamente considerada como parte do registro histórico da participação social neste Relatório Circunstanciado, reforçando o compromisso desta Entidade</p>

			<p>Reguladora com a transparência e o diálogo permanente com os agentes do setor.</p> <p>Por fim, não restou claro na contribuição da associação, se de acordo com os valores de custos e despesas operacionais contidos no plano de negócios enviados pela ES Gás ou aqueles contidos na proposta disponibilizada para consulta pública pela ARSP. Ressalta-se que na proposta da agência não foram realizadas glosas, e sim, ajustes nos custos modulares (unitários), de forma a minimizar os impactos, ampliar sua eficiência e contribuir para modicidade tarifária.</p>
--	--	--	---

2. CONTRIBUIÇÕES DO SINDICATO DA INDÚSTRIA DA CONSTRUÇÃO CIVIL DE GUARAPARI - SINDICIG

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
Itens 63-69 – Análise dos valores projetados para investimentos.		Considerando os investimentos planejados pela ES Gás para o município de Guarapari-ES, o SINDICIG manifesta seu apoio as diretrizes apresentadas no Plano de Negócios da companhia, especialmente no que se refere a ampliação da rede de	Agradecemos a contribuição encaminhada. Ressalta-se que manifestações dessa natureza são relevantes para a atuação regulatória, por expressarem a visão dos atores do setor sobre os temas tratados e

		<p>distribuição. Os aportes previstos são fundamentais para atender à crescente demanda por novas moradias, refletindo diretamente no fortalecimento do setor da construção civil. A presença da infraestrutura de gás canalizado permite o desenvolvimento de empreendimentos mais modernos, sustentáveis e eficientes, agregando valor tanto aos imóveis quanto às regiões onde são implantados. Outro aspecto de grande relevância é a segurança. A utilização do gás natural canalizado em unidades residenciais, como apartamentos, representa uma alternativa mais segura em comparação ao uso de botijões ou cilindros, reduzindo riscos e promovendo maior tranquilidade aos moradores. Diante disso, o SINDICIG entende que a continuidade dos investimentos por parte da concessionária, com foco na expansão da rede, é uma estratégia essencial não apenas para impulsionar o mercado de gás, mas também para contribuir com o crescimento urbano de forma planejada e segura. Reiteramos, portanto, a importância de políticas públicas e decisões regulatórias que incentivem e garantam os investimentos necessários para atender as demandas atuais e futuras da população capixaba.</p>	<p>contribuírem para o aprimoramento do processo decisório.</p> <p>Registra-se que a manifestação apresentada não propõe ajustes ao conteúdo da minuta ou aos documentos técnicos que a acompanham.</p> <p>Ainda assim, a manifestação será devidamente considerada como parte do registro histórico da participação social neste Relatório Circunstanciado, reforçando o compromisso desta Entidade Reguladora com a transparência e o diálogo permanente com os agentes do setor.</p> <p>Ressalta-se que ficam mantidos os investimentos propostos pela ES Gás, contudo, com os valores ajustados, conforme disposto na nota técnica disponibilizada para Consulta Pública ARSP Nº 006/2025.</p>
Itens 70-73 – Ativos de conversão		<p>Diante dos investimentos planejados pela ES GÁS, o SINDICIG expressa seu apoio ao montante previsto e reforça que tais</p>	<p>Agradecemos a contribuição encaminhada. Ressalta-se que manifestações dessa natureza são</p>

		<p>aportes, ao promoverem a ampliação do uso do gás natural, contribuem significativamente para o fortalecimento de setores estratégicos da economia capixaba. Em especial, destaca-se o impacto positivo sobre a construção civil, uma vez que a expansão da infraestrutura de gás canalizado amplia as oportunidades de parceria entre construtoras e a concessionária, impulsionando o desenvolvimento do setor e fomentando a modernização dos empreendimentos.</p>	<p>relevantes para a atuação regulatória, por expressarem a visão dos atores do setor sobre os temas tratados e contribuírem para o aprimoramento do processo decisório.</p> <p>Registra-se que a manifestação apresentada não propõe ajustes ao conteúdo da minuta ou aos documentos técnicos que a acompanham.</p> <p>Ainda assim, a manifestação será devidamente considerada como parte do registro histórico da participação social neste Relatório Circunstanciado, reforçando o compromisso desta Entidade Reguladora com a transparência e o diálogo permanente com os agentes do setor.</p> <p>Ressalta-se que foram realizados ajustes nos valores, contudo foram mantidas as conversões como investimentos no presente ciclo em consonância com o contrato de concessão.</p>
Itens 101 a 115 – Custos e despesas Operacionais		<p>Em relação aos custos e despesas operacionais apresentados pela ES GÁS, o SINDICIG considera os valores adequados, especialmente diante da necessidade de contar com profissionais qualificados no</p>	<p>Agradecemos a contribuição encaminhada. Ressalta-se que manifestações dessa natureza são relevantes para a atuação regulatória, por expressarem a visão dos atores do</p>

		<p>mercado. Esse investimento em capital humano é essencial para garantir a segurança operacional e reforçar a confiabilidade dos serviços prestados. Destaca-se, nesse contexto, a atuação de consultores especializados, que realizam análises de viabilidade técnica e desenvolvem projetos voltados a novas habitações, além do trabalho dedicado de analistas que acompanham individualmente cada solicitação. Esse acompanhamento técnico contínuo durante as obras assegura um suporte eficiente e contribui para a excelência no atendimento.</p>	<p>setor sobre os temas tratados e contribuir para o aprimoramento do processo decisório.</p> <p>Registra-se que a manifestação apresentada não propõe ajustes ao conteúdo da minuta ou aos documentos técnicos que a acompanham.</p> <p>Ainda assim, a manifestação será devidamente considerada como parte do registro histórico da participação social neste Relatório Circunstanciado, reforçando o compromisso desta Entidade Reguladora com a transparência e o diálogo permanente com os agentes do setor.</p> <p>Ressalta-se que as despesas e custos operacionais envolvem outros aspectos, não relacionados somente a pessoal. A atividade de contratação de pessoal cabe a ES Gás, para o qual a agência não propôs corte, e sim, ajustes para uma melhor distribuição dos valores eficientes projetados ao longo do ciclo. Ademais reforça-se que nos termos da Cláusula 8.1 do contrato de concessão:</p> <p>8.1. Na execução do objeto da CONCESSÃO, a CONCESSIONÁRIA terá liberdade na direção de seus</p>
--	--	---	--

			<p>negócios, investimentos, pessoal e tecnologia, obrigando-se a prestar o SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO em conformidade com a legislação, as normas técnicas, os REGULAMENTOS aplicáveis e as disposições do presente CONTRATO.</p> <p>E também:</p> <p>14.1. A CONCESSIONÁRIA compromete-se a preservar, durante toda a concessão, condição de sustentabilidade econômica e financeira na gestão dos seus custos e despesas, da solvência de endividamento, dos investimentos em reposição, melhoria e expansão, além da responsabilidade no pagamento de tributos e na distribuição de proventos.</p>
--	--	--	--

3. CONTRIBUIÇÕES DA EMPRESA MARCA CONSTRUTORA E SERVIÇOS S.A.

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
--	-------------------------------------	-------------------------------------	-----------------

<p>IV.3.2 Investimentos</p> <p>57. A proposta de investimentos da concessionária considera três tipos de projetos, distribuídos nos programas apresentados a seguir:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Interiorização do desenvolvimento do Estado: o programa visa descentralizar e diversificar a matriz energética no interior do estado, promovendo segurança energética e descarbonização; ▪ Democratização energética: tem como objetivo ampliar o acesso ao gás natural e biometano canalizados, melhorando a qualidade do ar, a conveniência e a segurança dos consumidores; ▪ Operação segura, confiável e de qualidade: tem como objetivo aumentar a segurança operacional e comunitária, modernizar a infraestrutura de gás canalizado, automatizar processos e ampliar o atendimento ao cliente. 	<p>Sugerimos a inclusão de dispositivos e notas explicativas logo após o item 57, a fim de fornecer à sociedade maiores subsídios sobre a importância dos investimentos em plantas de biometano, a fim de garantir, de forma efetiva, a democratização energética. Logo, a redação proposta é a que segue:</p> <p>Importância do Biogás e Biometano</p> <p>O biogás e o biometano são fontes renováveis de energia que desempenham um papel crucial na transição para uma economia de baixo carbono. A produção e utilização de biometano contribuem significativamente para a redução das emissões de gases de efeito estufa, além de promoverem a economia circular e a sustentabilidade ambiental.</p> <p>Conexão de Novas Plantas de Biometano</p> <p>Apoiamos fortemente a proposta da ES Gás de conectar novas plantas de</p>	<p>Reiteramos apoio ao plano de negócios apresentado pela ES Gás, destacando a importância da conexão de novas plantas de biometano para a descarbonização e a viabilização de novos projetos de investimento. Acreditamos que a expansão da infraestrutura de distribuição de gás natural, aliada aos investimentos em melhorias operacionais, contribuirá significativamente para o desenvolvimento sustentável e a segurança energética do estado do Espírito Santo.</p>	<p>Parcialmente aceita.</p> <p>Esclarece-se que o detalhamento sobre os projetos de biometano e as justificativas da concessionária para sua adoção estão apresentadas no Plano de Negócios divulgado, que foi disponibilizado na consulta pública. Quanto à redação que trata da importância do biometano, será acrescido na nota técnica final.</p>
--	---	---	--

	<p>biometano à rede de distribuição de gás natural. Essa iniciativa não apenas amplia a oferta de energia limpa e renovável, mas também impulsiona o desenvolvimento de novos projetos de investimento no setor de biometano.</p> <p>Plantas de Biometano Previstas</p> <p>1. Planta em Cariacica (Grupo Marca Ambiental):</p> <ul style="list-style-type: none">• Localizada a apenas 2 km da rede de alta pressão.• Já gera energia a partir de biogás.• Previsão de início da injeção de biometano: final de 2025.• Investimentos incluem sistemas de medição, odorização e cromatografia.		
--	---	--	--

	<p>2. Planta em Vila Velha:</p> <ul style="list-style-type: none">• Investimentos significativos previstos entre 2026 e 2028. <p>3. Outras Plantas Futuras:</p> <ul style="list-style-type: none">• Meta estadual até 2034: inserir 300 mil m³/dia de biometano na matriz energética.• Mais duas plantas devem ser conectadas no próximo ciclo tarifário.• Foram mapeadas oito empresas com potencial para produção de biometano.• Estimativa de 8 km de rede por planta,		
--	--	--	--

	<p>totalizando 16 km de novas conexões.</p> <p>Outros Destaques</p> <ul style="list-style-type: none"> • O plano ES Mais+Gás prevê a conexão de 4 plantas de biometano até 2030. • A conexão dessas plantas visa substituir combustíveis fósseis e fomentar o uso de energias renováveis no Espírito Santo. <p>Impacto na Geração de Emprego e Renda</p> <p>A expansão da infraestrutura de distribuição de gás natural, incluindo a conexão de plantas de biometano, tem um impacto positivo direto na geração de empregos qualificados e na renda no estado do Espírito Santo. A construção e operação dessas plantas demandam mão de obra especializada, promovendo o</p>		
--	---	--	--

	<p>desenvolvimento econômico local e regional.</p> <p>Necessidade de Investimentos em Melhorias Operacionais</p> <p>Para garantir a segurança energética e a confiabilidade do fornecimento de gás natural, é essencial realizar investimentos contínuos em melhorias operacionais. A modernização da infraestrutura, a digitalização dos processos e a implementação de tecnologias avançadas são fundamentais para atender às demandas crescentes da sociedade capixaba.</p>		
--	---	--	--

4. CONTRIBUIÇÕES DA EMPRESA BTG PACTUAL

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
--	-------------------------------------	-------------------------------------	-----------------

<p>Itens 99 a 100 – IV.3.7 Taxa de Custo de Capital</p>		<p>O sucesso de concessões de longo prazo, cujos benefícios (para o consumidor, Estado e empresa) também são auferidos no longo prazo, só é possível se tiver como pressuposto a estabilidade e previsibilidade regulatória.</p> <p>Setores intensivos em capital, com amplas redes e necessidade de investimento (como distribuição de gás, de energia elétrica ou saneamento) só atingem seus objetivos se respeitados os preceitos de estabilidade e previsibilidade. Muitos são os casos (especialmente em saneamento e gás) de concessões que não foram efetivas em penetrar o serviço justamente por instabilidade regulatória.</p> <p>Abandonar, mesmo que parcialmente, tais preceitos colocarão em risco esses objetivos, tendo como efeito menos investimentos e menor expansão da rede (afetando, conseqüentemente, o desenvolvimento econômico do estado).</p> <p>A instabilidade do retorno do capital (definido pelo WACC), vai desincentivar economicamente a concessão.</p>	<p>Não aceita</p> <p>A taxa de custo de capital foi calculada conforme o previsto no contrato de concessão e deve refletir o custo de oportunidade do momento. Taxas rígidas e inflexíveis podem fazer com que, com o tempo, o valor definido fique desatualizado e não represente um custo de oportunidade razoável.</p> <p>Além disso, a sua revisão a cada ciclo tarifário é comumente adotada no setor de distribuição de gás natural, o que é praticado por agências reguladoras como dos estados de São Paulo (ARSESP), Rio de Janeiro (AGENERSA), Minas Gerais (SEDE) e Paraná (AGEPAR).</p>
---	--	---	--

		Recomendo olhar o amplo histórico do setor elétrico como exemplo dos efeitos dos incentivos regulatórios e suas consequências.	
--	--	--	--

5. CONTRIBUIÇÕES DA EMPRESA FURTADO NEMER ADVOGADOS

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
Itens 99 a 100 – IV.3.7 Taxa de Custo de Capital	Não há redação de texto a ser sugerido, dado que a proposição ora apresentada visa a manutenção do WACC em seus parâmetros contratados, conforme argumentos espreiados no campo “Justificativa para o texto sugerido” ao lado.	<p>A Diretoria Colegiada da ARSP, em conformidade à AtaReuniaoExtrardinaria_2025_04_08.pdf, disponível no sitio eletrônico da Agencia, decidiu “por unanimidade, por aprovar a taxa de 8,65%, bem como divulga-la”.</p> <p>Respeitosamente, o cálculo da taxa WACC (<i>Weighted Average Cost of Capital</i> – Custo Médio Ponderado de Capital) não deveria sequer constar no âmbito da consulta pública em epígrafe, dado que sua alteração caracterizar-se-ia afronta direta a princípios estruturantes do ordenamento jurídico e regulatório brasileiro, notadamente:</p>	<p>Aceita.</p> <p>O cálculo da taxa de custo de capital foi mantido conforme apresentado na Nota Explicativa disponibilizada nesta Consulta Pública.</p> <p>Entretanto, cabe esclarecer que o teor da ata referenciada em nenhum momento restringe submeter o valor da taxa WACC à consulta pública.</p> <p>Além disso, é importante destacar que a ARSP considera que submeter a proposta de cálculo a debate contribui para a transparência e confiabilidade do processo de estimação de margem média de distribuição, em atendimento</p>

		<ul style="list-style-type: none"> • o princípio da segurança jurídica, consagrado no caput do art. 5º da Constituição Federal de 1988, o qual assegura ao administrado previsibilidade e estabilidade nas relações jurídicas; • os princípios da boa-fé objetiva e da confiança legítima, previstos no caput do art. 2º da Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro (LINDB), que vinculam a Administração Pública à coerência e à proteção da expectativa legítima dos agentes econômicos regulados; • o princípio da estabilidade regulatória, previsto expressamente no art. 2º, inciso IV, da Lei nº 13.874/2019 (Lei da Liberdade Econômica), que exige que o ambiente regulatório proporcione segurança e previsibilidade à atividade empresarial. <p>A previsibilidade quanto à remuneração do capital investido é condição essencial à racionalidade econômica dos investimentos de longo prazo realizados por</p>	<p>ao art. 2º, inciso II da Lei Complementar nº 827, de 30 de junho de 2016, sendo também, prática usual nos setores regulados.</p>
--	--	--	---

		<p>concessionárias de serviços públicos. O parâmetro de WACC, aprovado pela ARSP na taxa real de 8,65%, é a referência central para a estruturação do plano de investimentos, a precificação dos ativos regulatórios, a captação de financiamentos junto ao mercado e o atendimento das obrigações contratuais e regulatórias assumidas.</p> <p>A eventual instabilidade na definição da WACC, especialmente quando promovida de forma casuística, intempestiva ou fora dos marcos regulatórios ordinários, enseja uma série de efeitos adversos que comprometem a sustentabilidade do setor, das atividades e dos próprios consumidores, tais como:</p> <ul style="list-style-type: none">• Elevação do custo de capital, diante da percepção de risco regulatório pelos financiadores e investidores institucionais, o que impacta negativamente as condições de crédito e o <i>valuation</i> dos projetos;• Redução da atratividade do setor para novos investidores, especialmente em segmentos de infraestrutura que exigem alto	
--	--	--	--

		<p>capital intensivo e horizonte de retorno dilatado;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Judicialização dos contratos de concessão, com incremento de pleitos de reequilíbrio econômico-financeiro, o que onera o Poder Público e compromete a eficiência da regulação; • Risco de descontinuidade ou postergação de investimentos estruturantes, como aqueles previstos para o programa Parklog, os corredores sustentáveis e a interiorização da infraestrutura de distribuição de gás canalizado. <p>Diante desse cenário, opina-se pela necessidade de não considerar quaisquer alterações à taxa WACC durante a CP 006/2025, ou seja, sua manutenção no patamar de 8,65%, conforme definido na <u>NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 04/2025 e na Ata da Diretoria Colegiada da Agência em reunião extraordinária realizada em 08 de abril de 2025.</u></p>	
--	--	--	--

<p>Itens 165 a 172 – IV.8 Determinação da Margem Média</p>	<p>Não há redação de texto a ser sugerido, dado que a proposição ora apresentada visa manter a sistemática de recomposição da margem tarifária, a fim de corrigir distorções tarifárias já reconhecidas institucionalmente por esta honrosa Agência Reguladora, na forma dos argumentos explicitados no campo “Justificativa para o texto sugerido” ao lado e na forma já prevista nos instrumentos da concessão.</p>	<p>O contrato de concessão celebrado entre a ES Gás e o Estado do Espírito Santo previu, desde o primeiro ciclo tarifário, obrigações contratuais rigorosas de investimento e metas de expansão da infraestrutura de distribuição de gás natural, com o objetivo de universalizar o acesso ao serviço e promover o desenvolvimento regional.</p> <p>Entre tais compromissos, destacam-se a <u>ligação de 60 mil novos clientes</u>, a realização de <u>investimentos obrigatórios da ordem de R\$ 260 milhões</u> no segundo ciclo tarifário e a <u>ampliação da rede de distribuição para novos municípios e segmentos industriais</u>. Essas metas refletem a natureza essencial do serviço público concedido e a expectativa legítima do Poder Concedente de que a expansão ocorra de forma contínua, segura e com modicidade tarifária.</p> <p>Entretanto, a projeção de volumes distribuídos estimada para o primeiro ciclo tarifário revelou-se superestimada, o que produziu distorções relevantes na composição tarifária, comprometendo a adequada remuneração da concessionária e</p>	<p>Não aceita.</p> <p>Não houve sugestão de redação para o dispositivo. Contudo, em função do apresentado na justificativa, cumpre esclarecer que a metodologia para estimar a margem média de distribuição empregada no processo de revisão tarifária, objeto desta consulta pública, está definida no contrato de concessão e nas Resoluções ARSP nº 084/2025 e 080/2024, ora submetidas à consulta pública em etapas anteriores que compuseram este processo revisional, não sendo possível a aplicação de outra metodologia. Ademais, observou o plano de negócios apresentado pela ES Gás, entre outros documentos apresentados oficialmente, sendo o resultado apresentado ao final desta consulta pública, a margem recomposta para o 2º ciclo tarifário.</p>
--	---	--	--

		<p>fragilizando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.</p> <p>Essa assimetria não pode ocorrer novamente no segundo ciclo, a fim de viabilizar uma modicidade tarifária sustentável, capaz de conciliar preços acessíveis ao consumidor com a viabilidade econômica dos investimentos presentes e futuros.</p> <p>Adicionalmente, destaca-se como elemento superveniente e relevante para o ajuste da margem, além do Plano de Investimentos, a reorganização operacional imposta à concessionária com a mudança no quadro societário. A ES Gás está se estruturando para realizar investimentos em infraestrutura e promover reestruturação logística e operacional, ao fim de promover uma operação eficiente e segura.</p> <p>A recomposição da margem tarifária, ademais, está plenamente alinhada aos princípios da regulação por incentivos, que orientam o modelo regulatório brasileiro e buscam estimular eficiência, inovação e expansão do serviço público.</p> <p>O ajuste pretendido, ao assegurar a viabilidade dos investimentos, reforça a</p>	
--	--	---	--

		<p>capacidade da concessionária de contribuir com objetivos de política pública, como a descarbonização da matriz energética, a interiorização do desenvolvimento econômico e a democratização do acesso ao gás natural, inclusive em regiões historicamente desassistidas. Ao mesmo tempo, demonstra o compromisso da ES Gás com a modicidade tarifária, mesmo diante de cenários adversos e da necessidade de recomposição da estrutura de custos regulatórios.</p> <p>Diante do exposto, conclui-se pela legitimidade e necessidade de uma margem tarifária em patamares adequados, em linha com o previsto no Plano de Negócios, com base: (i) na frustração da previsão contratual de volumes de consumo no primeiro ciclo; (ii) na imposição de adequações operacionais decorrentes de fatores externos à concessionária, notadamente os desinvestimentos da BR Distribuidora; e (iii) na imperiosa necessidade de assegurar a sustentabilidade econômico-financeira da concessão, em consonância com o interesse público e a</p>	
--	--	--	--

		<p>continuidade do serviço essencial de distribuição de gás canalizado.</p> <p>A recomposição da margem não apenas respeita os marcos contratuais e regulatórios, como também reforça a credibilidade do setor perante investidores e financiadores, condição indispensável à expansão e modernização da infraestrutura energética estadual.</p>	
--	--	--	--

6. CONTRIBUIÇÕES DA ASSOCIAÇÃO REDEPETRO ES

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
NT_GET_004-2025 IV. DA ANÁLISE IV.2 DO MERCADO IV.2.3 MERCADO LIVRE E CATIVO	<p>49. Segundo a previsão da concessionária, para este ciclo tarifário não está prevista a migração de nenhum usuário adicional ao mercado livre, tampouco a recuperação do mercado cativo com a captação de usuários do mercado livre.</p> <p>O aumento do mercado cativo ocorre com investimentos em infraestrutura para consumidores que consomem</p>	<p>Gostaríamos de ressaltar a importância desse movimento de abertura do mercado, conduzido pela agência reguladora e pela concessionária, que deve prosseguir e ser impulsionado.</p> <p>Nota-se no plano de investimentos que o foco da concessionária é a ampliação da rede para captação de novos consumidores, principalmente cativos.</p>	<p>Não aceita.</p> <p>O mercado livre já é uma realidade no ES, com grande parte do volume distribuído neste mercado. Contudo, a migração para o mercado livre e seu retorno ao mercado cativo deve partir do interessado, sendo a ES Gás responsável pela infraestrutura e operação para movimentação do gás no sistema de distribuição e a</p>

	volumes diários inferiores a 10.000 m ³ /dia.	O mercado industrial está aproveitando a oportunidade de ingressar no mercado livre, o que fará os preços reduzirem em razão da concorrência na compra da molécula, tornando nosso estado mais competitivo para o ramo industrial.	transferência de custódia ao usuário, a partir do seu conjunto de regulação e medição (CRM).
NT_GET_004-2025 IV. DA ANÁLISE IV.3 DA BASE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA IV.3.2 INVESTIMENTOS	Interiorização do desenvolvimento do Estado: o programa visa descentralizar e diversificar a matriz energética no interior do estado, promovendo segurança energética e descarbonização;	<p>Nesse item em específico não estamos sugerindo alterações, porém ressaltando a importância desses investimentos, principalmente nas cidades de Cachoeiro de Itapemirim, Linhares, Colatina e São Mateus.</p> <p>Os investimentos já vêm ocorrendo nessas cidades, porém serão acelerados, principalmente com o início da interligação entre os municípios de São Mateus e Linhares, onde os desenvolvimentos da indústria, não somente nesses municípios, mas ao longo da BR-101, estão transformando a região.</p> <p>Acrescentados a esses, investimentos em Pedra Azul, Pedro Canário, Nova Venécia, Mimoso do Sul e Jaguaré. Os investimentos no parque logístico representam Aracruz, cuja região possui forte potencial de crescimento.</p>	<p>Agradecemos a contribuição encaminhada. Ressalta-se que manifestações dessa natureza são relevantes para a atuação regulatória, por expressarem a visão dos atores do setor sobre os temas tratados e contribuir para o aprimoramento do processo decisório.</p> <p>Registra-se que a manifestação apresentada não propõe ajustes ao conteúdo da minuta ou aos documentos técnicos que a acompanham.</p> <p>Ainda assim, a manifestação será devidamente considerada como parte do registro histórico da participação social neste Relatório Circunstanciado, reforçando o compromisso desta Entidade Reguladora com a transparência e o diálogo permanente com os agentes do setor.</p>

		<p>O investimento no corredor azul, com a instalação de postos de gás natural para o transporte rodoviário, colocará o Espírito Santo na rota das transportadoras, e será fundamental para potencializar o ES como HUB logístico.</p> <p>Investimento necessário.</p>	<p>Ressalta-se que ficam mantidos os investimentos propostos pela ES Gás, contudo, com os valores ajustados, conforme disposto na nota técnica disponibilizada para Consulta Pública ARSP Nº 006/2025.</p>
<p>NT_GET_004-2025 IV. DA ANÁLISE IV.3 DA BASE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA IV.3.2 INVESTIMENTOS</p>	<p>Democratização energética: tem como objetivo ampliar o acesso ao gás natural e biometano canalizados, melhorando a qualidade do ar, a conveniência e a segurança dos consumidores;</p>	<p>Nesse item em específico não estamos sugerindo alterações, porém enfatizamos a transformação que ocorrerá no acesso a rede de gás natural, em especial nos municípios de Vitória, e aqui vale uma ressalva para a revitalização do centro, e Vila Velha, com a construção de prédios residenciais.</p> <p>São investimentos que não trazem um grande aumento no volume de gás, mas que trazem benefícios para a população, seja na segurança, seja na comodidade de possuir gás canalizado.</p> <p>A interligação do gás biometano é um assunto nacional, as plantas de geração são pulverizadas, normalmente aterros</p>	<p>Agradecemos a contribuição encaminhada. Ressalta-se que manifestações dessa natureza são relevantes para a atuação regulatória, por expressarem a visão dos atores do setor sobre os temas tratados e contribuir para o aprimoramento do processo decisório.</p> <p>Registra-se que a manifestação apresentada não propõe ajustes ao conteúdo da minuta ou aos documentos técnicos que a acompanham.</p> <p>Ainda assim, a manifestação será devidamente considerada como parte do registro histórico da participação social neste Relatório Circunstanciado, reforçando o compromisso desta Entidade Reguladora com a transparência e o</p>

		<p>sanitários, e a rede para captação desses recursos deve ser criada.</p> <p>Investimento necessário.</p>	<p>diálogo permanente com os agentes do setor.</p> <p>Informa-se que o texto foi ajustado com a ideia proposta, contudo considerando outra contribuição aceita nesta consulta pública.</p>
<p>NT_GET_004-2025</p> <p>IV. DA ANÁLISE</p> <p>IV.3 DA BASE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA</p> <p>IV.3.2 INVESTIMENTOS</p>	<p>Operação segura, confiável e de qualidade: tem como objetivo aumentar a segurança operacional e comunitária, modernizar a infraestrutura de gás canalizado, automatizar processos e ampliar o atendimento ao cliente.</p>	<p>Nesse item em específico não estamos sugerindo alterações, porém salientar a importância da expansão da rede de distribuição para que possa haver redundância com uma rede que seja mais suscetível a ocorrências de danos.</p> <p>Interligar as redes é importante, normalmente não agrega muito volume de distribuição, mas melhora a segurança.</p> <p>A questão das ferramentas de controle, muitas realizadas de forma manual pela questão da saída da BR Distribuidora, e cujas necessidades ficaram explícitas durante o primeiro ciclo, são necessárias.</p> <p>Os controles estão muito manuais, e até mesmo para a agência e a sociedade possuem dados confiáveis para uma</p>	<p>Agradecemos a contribuição encaminhada. Ressalta-se que manifestações dessa natureza são relevantes para a atuação regulatória, por expressarem a visão dos atores do setor sobre os temas tratados e contribuírem para o aprimoramento do processo decisório.</p> <p>Registra-se que a manifestação apresentada não propõe ajustes ao conteúdo da minuta ou aos documentos técnicos que a acompanham.</p> <p>Ainda assim, a manifestação será devidamente considerada como parte do registro histórico da participação social neste Relatório Circunstanciado, reforçando o compromisso desta Entidade Reguladora com a transparência e o diálogo permanente com os agentes do setor.</p>

		<p>análise mais criteriosa, acreditamos que seja necessário.</p> <p>A questão das estações de redução de pressão, medição e, filtragem, por serem específicas e pontuais, não possuímos argumentos para opinar. Salientamos somente que os fornecedores são bem limitados, e uma ampliação de fabricantes desses equipamentos poderia ser foco de desenvolvimento. Se possível, no Espírito Santo.</p>	<p>Registramos ainda, que apesar de não ser parte da atuação direta da ARSP, entendemos pela pertinência da contribuição no que tange à necessidade de ampliação de fabricantes desses equipamentos, principalmente, sendo possível, no ES.</p>
<p>NT_GET_004-2025 IV. DA ANÁLISE IV.3 DA BASE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA IV.3.2 INVESTIMENTOS</p>	<p>63. Ao analisar os valores unitários adotados para projeção dos investimentos no Plano de Negócios do 2º ciclo tarifário, a ARSP identificou desvios significativos nos custos por quilômetro dos itens “redes de aço” e “ERP”, em comparação com os valores utilizados no 1º ciclo tarifário e aqueles constantes no Laudo de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória (BRR) inicial. Com relação aos custos das redes de aço, ressaltamos que o método executivo (céu aberto ou não-destrutivo) impacta de forma significativa o custo da rede, assim como a região onde serão instalados.</p>	<p>Os investimentos e a construção de redes de distribuição previstas no plano de investimentos serão algo que o mercado estadual nunca presenciou.</p> <p>As empresas locais estão se estruturando e adquirindo equipamentos para atender a demanda. No entanto, o mercado já detectou que os valores recebidos pelos serviços de instalação em obras para outros setores, são mais compensatórios, pagam melhor.</p> <p>Em resumo, o preço hoje praticado pela concessionária para instalação de redes de distribuição não é satisfatório, e diminuir</p>	<p>Não aceita</p> <p>Como foi indicado na Nota Técnica ARSP/DP/GET nº 04/2025, à luz do estabelecido no contrato de concessão, os valores dos investimentos reconhecidos no plano de negócios devem ser eficientes e alinhados com as melhores práticas do setor.</p>

		<p>esses valores afetará diretamente as empresas locais e o cumprimento do plano.</p> <p>Outro aspecto importante é o de que teremos construções de redes no interior, o que demandará o deslocamento de equipamentos e de mão de obra, o que encarece o preço da instalação. Não existe empresa no interior com capacidade técnica para construção de redes de gás natural, todas estão concentradas na região metropolitana.</p> <p>Quanto a concessionária, fica a sugestão de flexibilizar a questão da execução a céu aberto, pois existem alguns conceitos construtivos herdados da antiga concessionária que entendemos que possam ser repensados, principalmente quanto a questão de tornar a execução mais rentável economicamente, sem afetar a segurança.</p> <p>Nos preocupa a questão de diminuir os valores dos investimentos diminuindo o valor do custo de execução, pois afeta diretamente a cadeia de fornecedores locais. Sugerimos uma análise pela ARSP.</p>	
--	--	---	--

<p>NT_GET_004-2025</p> <p>IV. DA ANÁLISE</p> <p>IV.3 DA BASE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA</p> <p>IV.3.2 INVESTIMENTOS</p>	<p>68. A análise do Plano de Negócios apresentado pela ES Gás revelou que parte dos investimentos previstos não está vinculada a incremento de demanda. Conforme mostrado na Figura 5, 31,18% do total investido corresponde a projetos sem impacto direto na expansão do consumo. Por outra perspectiva, 68,82% dos investimentos trarão na demanda, principalmente com o aumento da rede de distribuição.</p>	<p>Estivemos recentemente em um seminário de gás natural promovido pelo IBP no Rio de Janeiro, em que existe uma preocupação muito grande do mercado quanto ao reajuste das tarifas das transportadoras, principalmente a TAG e a NTS.</p> <p>Os valores que as transportadoras defendem para o reajuste são praticamente todos oriundos de segurança da operação. Entendemos que os mesmos são importantes, mas a ampliação da rede é que trará desenvolvimento.</p> <p>É fato que a concessionária estadual atrasou os investimentos do 1º ciclo, explicáveis pela pandemia de COVID, mas há que se ressaltar que os mesmos ocorreram dentro do ciclo e se está discutindo investimentos adicionais.</p> <p>Mas vale a reflexão, concessionária está disposta a investir, principalmente em ativos que geram desenvolvimento, e precisamos, como estado, aproveitar essa oportunidade.</p>	<p>Não aceita</p> <p>A contribuição proposta não traz nenhuma alteração à ideia já demonstrada na Nota técnica.</p> <p>Por entender o impacto e a relevância do plano de investimentos, apesar de parte não contribuir diretamente com incremento de demanda, a exemplo dos mencionados na justificativa da contribuição, a ARSP não glosou nenhum projeto.</p>
<p>NT_GET_004-2025</p> <p>IV. DA ANÁLISE</p> <p>IV.5 OUTROS CUSTOS</p>	<p>120. Segundo o indicado no contrato de concessão e na Resolução ARSP nº 084/2025, esse montante deve ser aplicado em projetos voltados à</p>	<p>O Estado do Espírito Santo sempre foi referência em programa de desenvolvimento e inovação em equipamentos para o mercado de óleo e gás,</p>	<p>Não aceita.</p> <p>A contribuição, embora justificada pelo objetivo de desenvolvimento da cadeia de inovação estadual, não</p>

<p>IV.5.2 GASTOS DESENVOLVIMENTO</p> <p>PESQUISA</p>	<p>inovação, ao aprimoramento de produtos e serviços, ou à melhoria dos processos e usos finais do gás canalizado. Os projetos devem contemplar a alocação de recursos humanos e financeiros, sendo propostos pela concessionária e submetidos à homologação pela agência reguladora. Deverão ser priorizadas empresas e instituições do estado do Espírito Santo para aplicação desses recursos.</p>	<p>especialmente o desenvolvido pela FINDES, denominado FCPG.</p> <p>No entanto, esse programa passou por revisões e alterou o seu foco, deixando uma lacuna no estado.</p> <p>A REDEPETRO ES gostaria de apresentar seu projeto desenvolvimento e inovação, que substituirá esse importante programa que foi extinto.</p> <p>A sistemática será a mesma do programa já consagrado, a concessionária informa suas “dores” operacionais e a REDEPETRO ES aproxima as empresas capixabas interessadas em investir em inovação.</p> <p>A REDEPETRO ES será responsável pelo planejamento, acompanhamento e orientação dos projetos a serem desenvolvidos.</p>	<p>possui previsão legal ou contratual para sua inclusão.</p> <p>Apesar disso, é desejável que os gastos com pesquisa e desenvolvimento sejam alocados em projetos desenvolvidos no ES e por instituições capixabas. Contudo, a depender do projeto a ser proposto pela ES Gás, nem sempre será possível. Os projetos ficam sob responsabilidade da ES Gás apresentar a ARSP, não sendo um impeditivo que ela busque a rede como um parceiro.</p>
<p>NT_GET_004-2025</p> <p>IV. DA ANÁLISE</p> <p>IV.5 OUTROS CUSTOS</p> <p>IV.5.3 RECEITAS IRRECUPERÁVEIS</p>	<p>Preço do Barril e Cotação do Dólar</p>	<p>A projeção do preço do barril de petróleo apresentada pela concessionária está muito acima de nossas projeções, que acreditamos que fique entre U\$60 e U\$80 o barril.</p>	<p>Parcialmente aceita.</p> <p>O preço do barril e da taxa de câmbio foi obtido a partir de dados disponíveis em fontes confiáveis e de referência. Ademais, o valor proposto na Nota Técnica ARSP/DP/GET Nº 04/2025 está</p>

		<p>Da mesma forma, a cotação do dólar, que depende de razões mundiais, pode sofrer alterações que, nesse momento, são difíceis de se prever.</p> <p>Porem a tabela 30 apresenta uma redução do valor do gás no decorrer dos próximos anos, o que não acreditamos que venha a ocorrer.</p> <p>Acreditamos que a tendência será de estabilidade.</p>	<p>alinhado com o valor indicado nesta contribuição.</p>
NT_GET_004-2025	Inclusão de Cláusula de Conteúdo Local	<p>A REDEPETRO ES é defensora de investimentos no estado, a preços justos, e entende que a ARSP está muito bem representada e realizando um serviço de excelência.</p> <p>A concessionária tem realizado diversos encontros com nossa instituição e com a FINDES, com foco no desenvolvimento da cadeia de fornecedores locais.</p> <p>No entanto, os valores dos investimentos, dos contratos e a listagem das empresas contratadas efetivamente, são assuntos</p>	<p>Não aceita.</p> <p>A contratação dos fornecedores de serviço é responsabilidade da concessionária. A ARSP não considera adequado impor restrições ou condições que possam afetar a tomada de decisões gerenciais da concessionária para prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado.</p> <p>Reforça-se, entretanto, que não há impedimento para que a ES Gás busque parceiros locais.</p>

		<p>mais restritos a administração da concessionária.</p> <p>Gostaríamos de sugerir, nos mesmos moldes que a PETROBRAS coloca em seus projetos, a cláusula de conteúdo local, em que um percentual desse investimento seja NECESSARIAMENTE realizado por empresas do Espírito Santo.</p> <p>A REDEPETRO ES coloca-se à disposição para mediar, negociar e conferir se os investimentos estão sendo realmente contratados por empresas capixabas.</p>	
NT_GET_004-2025	CONCLUSÕES FINAIS	<p>O Espírito Santo está com uma oportunidade de receber investimentos em sua estrutura que, em muitos casos, não pode ser medido somente pela elevação imediata do volume de gás consumido.</p> <p>Mas trata-se de uma ampliação de rede de distribuição que nos colocará em patamares semelhantes aos estados brasileiros mais desenvolvidos, em sua grande maioria da região sudeste.</p> <p>A elevação do preço da margem média de distribuição irá onerar principalmente os</p>	<p>Agradecemos a contribuição encaminhada. Ressalta-se que manifestações dessa natureza são relevantes para a atuação regulatória, por expressarem a visão dos atores do setor sobre os temas tratados e contribuírem para o aprimoramento do processo decisório.</p> <p>Registra-se que a manifestação apresentada não propõe ajustes ao conteúdo da minuta ou aos documentos técnicos que a acompanham.</p> <p>Ainda assim, a manifestação será devidamente considerada como parte</p>

		<p>grandes consumidores industriais, que foram beneficiados com a abertura do mercado livre de gás e que, no nosso entendimento, podem contribuir com a ampliação da rede de distribuição de nosso estado.</p> <p>Trata-se de um investimento para o estado, os investimentos com maior valor agregado já foram realizados com as ligações a grandes clientes industriais.</p> <p>A velocidade de expansão é agressiva, mas necessária, e ainda constam sinalizações importantes para investimentos que ficaram para o 3º ciclo, ou seja.</p> <p>Muito se tem a fazer, precisamos começar.</p> <p>Contem com a REDEPETRO ES, temos muito a contribuir.</p>	<p>do registro histórico da participação social neste Relatório Circunstanciado, reforçando o compromisso desta Entidade Reguladora com a transparência e o diálogo permanente com os agentes do setor.</p> <p>Por fim, trata-se de comentário que reflete o resultado desta consulta pública.</p>
--	--	--	--

7. CONTRIBUIÇÕES DA EMPRESA ENP PARTICIPAÇÕES

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
--	-------------------------------------	-------------------------------------	-----------------

<p>NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 04/2025, item 3. Na cláusula IX, o contrato estabelece que o Plano de Negócios, contemplando o Plano de Investimentos, deverá ser apresentado pela Concessionária para balizar a fixação da margem média de distribuição:</p>	<p>Manter a redação</p>	<p>Em mais de 30 anos de concessão, este é o Plano de Negócios / Investimentos tão abrangente, consistente e transformador, introduzindo, por exemplo, o biometano e os chamados corredores sustentáveis, além de muitas outras iniciativas conectadas ao Programa ES + GÁS. Parabéns a ARSP e a ES Gás pela harmonia regulatória.</p>	<p>Trata-se de comentário que reflete o resultado desta consulta pública.</p> <p>Ademais, agradecemos a contribuição encaminhada. Ressalta-se que manifestações dessa natureza são relevantes para a atuação regulatória, por expressarem a visão dos atores do setor sobre os temas tratados e contribuírem para o aprimoramento do processo decisório.</p> <p>Registra-se que a manifestação apresentada não propõe ajustes ao conteúdo da minuta ou aos documentos técnicos que a acompanham.</p> <p>Ainda assim, a manifestação será devidamente considerada como parte do registro histórico da participação social neste Relatório Circunstanciado, reforçando o compromisso desta Entidade Reguladora com a transparência e o diálogo permanente com os agentes do setor.</p>
--	-------------------------	--	--

8. CONTRIBUIÇÕES DO SINDICATO DO COMÉRCIO VAREJISTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO – SINDIPOSTOS ES

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
IV.2 Do Mercado – Itens 29 ao 50		<p>Pedimos atenção especial do regulador para que as ações previstas nesta revisão tarifária atuem como impulsionadoras da retomada do mercado de gás natural veicular no Estado do Espírito Santo.</p> <p>Considerando que este mercado vem enfrentando quedas acentuadas de volume desde o segundo semestre de 2022 – estima-se que, atualmente, esteja sendo comercializada menos da metade do volume registrado no primeiro semestre daquele ano – é fundamental que a distribuidora tenha capacidade não apenas de manter a infraestrutura existente, mas, sobretudo, de expandi-la para novos municípios e rodovias. Essa expansão é essencial para promover os benefícios sociais associados à disponibilização de um energético mais econômico, especialmente para os usuários de veículos de uso comercial.</p>	<p>Apesar de não haver sugestão expressa para o dispositivo, destaca-se que a ARSP não restringiu ação destinada a desenvolver o segmento GNV no ES, atendendo ao objetivo proposto por este sindicato, conforme justificado.</p>

		Com essas medidas, estima-se que o uso do gás natural no setor de transporte do Espírito Santo apresente um crescimento expressivo, resultando em um aumento significativo no número de veículos, entre leves e pesados, até 2030. Este crescimento impulsionará a expansão da rede de distribuição do gás natural para mais municípios. Viabilizará a implantação dos corredores logísticos sustentáveis e proporcionará economia significativa para os usuários que dependem intensivamente de seus veículos para atividades profissionais.	
--	--	---	--

9. CONTRIBUIÇÕES DA ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERADORAS TERMELÉTRICAS - ABRAGET

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
Nota Técnica ARSP/GET Nº 004/2025 No referente ao segmento térmico, foram efetuados ajustes à projeção da ES Gás, considerando: i) a expectativa de entrada de novas	É muito importante deixar claro que os geradores termelétricos são despachados centralizadamente pelo ONS, não possuindo qualquer gerência sobre o volume de gás natural a ser consumido a cada hora, dia, semana, mês e ano. Além	1. O Operador Nacional do Sistema (ONS) é o órgão responsável pela definição dos montantes e geradores que efetivamente serão despachados na operação em tempo real, com o objetivo de	Não aceita. Apesar de não aceita a redação sugerida, a ARSP concorda com alguns dos comentários da contribuição.

<p>térmicas, decorrentes do novo leilão de reserva de capacidade (LRCAP) com volume alocado na linha da UTE Linhares; e ii) o consumo registrado na UTE Linhares nos últimos anos do 1º ciclo tarifário. 46. Foi mantida a projeção do volume para as UTE Viana e Povoação. As diferenças são apresentadas nas tabelas 9 e 10 a seguir:</p>	<p>disso, não é razoável considerar o despacho verificado no passado como uma inferência para previsão do volume do consumo de gás natural futuro em matéria de despacho térmico.</p>	<p>suprir a demanda, minimizando o custo total de operação do sistema.</p> <p>2. Trata-se, portanto, de um processo de otimização que consiste em uma relação entre a decisão tomada em um estágio qualquer e sua consequência futura. Se no presente for gasto água em excesso, e não ocorrendo chuva suficiente para repor a água nos reservatórios, no futuro o custo de operação poderá ser elevado, uma vez que o atendimento a carga terá de ser feito através de geração termelétrica.</p> <p>3. Também é importante notar que, sendo predominantemente baseado em hidrelétrica, o sistema elétrico brasileiro, durante os períodos hidrológicos favoráveis, como verificado nos anos de 2022, 2023, 2024, e o atual de 2025, é capaz de atender a demanda praticamente através da geração de hidrelétricas e renováveis, e conseqüentemente o despacho de geração termelétrica é mínimo.</p> <p>4. Em períodos de hidrologia crítica, como ocorreu no ano de 2021, o despacho de geração termelétrica a gás natural pelo</p>	<p>Entende que as centrais são despachadas centralizadamente pelo ONS e que existe muita volatilidade devido à alternância entre anos de seca e chuva. No entanto, considera que, diante dessa incerteza, e de haver na composição da margem de distribuição valores atrelados especificamente ao setor termoeletrico, o consumo histórico é uma referência válida para projetar a demanda futura.</p> <p>Considera ainda que a proposta da ES Gás é muito conservadora já que não contém nenhuma previsão contemplando anos de baixa hidrologia, como aconteceu no passado recente.</p> <p>Isto posto, a ARSP ajustou a projeção considerando a alternância recente de períodos de alta e baixa hidrologia.</p>
---	---	--	--

		ONS ocorreu durante o ano todo resultando em elevado consumo de gás natural por parte destes empreendimentos.	
--	--	---	--

10. CONTRIBUIÇÕES DO SINDICATO DOS TRABALHADORES NO COMÉRCIO DE MINÉRIOS E DERIVADOS DE PETRÓLEO NO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO - SINTRAMICO

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
IV.4 Custos e despesas operacionais - Itens 101 a 115		<p>O número de empregados efetivos da ES Gás evoluiu de 24 em 2023 para 161 até abril de 2025.</p> <p>Novas contratações em andamento, devem adicionar mais 20 colaboradores até dezembro. A projeção é de um total de 187 empregados até o final do ano.</p> <p>A comparação com outras distribuidoras estaduais reforça a prudência dessa projeção:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bahiagás: 274 empregados • Copergás: 184 empregados 	<p>Não aceita.</p> <p>A comparação apresentada na contribuição oferece uma visão parcial da estrutura de custos. É importante considerar que as atividades de uma concessionária podem ser realizadas por pessoal próprio ou terceiros contratados. Uma análise de eficiência requer uma abordagem conjunta de ambos componentes de custo (pessoal próprio e serviços de terceiros ou serviços contratados).</p> <p>A ARSP está ciente de que a expansão do serviço requer mais pessoal (ou contratação de serviços terceirizados adicionais) e, por isso, projetou o custo</p>

		<p>• Compagás: 164 empregados</p> <p>Esses dados demonstram que, diante de um plano de investimento de R\$ 1 bilhão, que prevê dobrar tanto a extensão da rede quanto o número de usuários, os números projetados pela ES Gás são bastante conservadores e compatíveis com a realidade do setor.</p> <p>A ES Gás tem demonstrado que está em processo de evolução para uma operação segura, com profissionais comprometidos e treinados. A proposta de cortes arbitrários na rubrica de pessoal, sem considerar as consequências sociais e operacionais, é não apenas tecnicamente injustificável, mas também socialmente insensível, pois tais cortes impactariam diretamente dezenas de famílias capixabas, o que torna essa medida, além de imprudente, cruel.</p> <p>Cortes arbitrários, descolados da realidade operacional e social da concessão, colocam em risco não apenas a sustentabilidade da operação, mas também a dignidade de dezenas de famílias capixabas.</p>	<p>com pessoal utilizando um valor unitário baseado em uma variável física, como é o número de usuários. O que não se mostra adequado é que toda a contratação de pessoal seja realizada no primeiro ano do ciclo tarifário, quando a expansão do serviço apresenta uma tendência mais moderada.</p> <p>Dessa forma, foi feito um ajuste no crescimento do custo de pessoal em consonância com o crescimento da infraestrutura.</p> <p>Ademais reforça-se que nos termos da cláusula 8.1 do contrato de concessão:</p> <p>8.1. Na execução do objeto da CONCESSÃO, a CONCESSIONÁRIA terá liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal e tecnologia, obrigando-se a prestar o SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO em conformidade com a legislação, as normas técnicas, os REGULAMENTOS aplicáveis e as disposições do presente CONTRATO.</p> <p>E também:</p> <p>14.1. A CONCESSIONÁRIA compromete-se a preservar, durante toda a</p>
--	--	--	---

		<p>Reduzir os custos compromete diretamente a segurança operacional, a qualidade do atendimento, a expansão para novos municípios e a capacidade de atender à crescente demanda por gás natural e biometano.</p> <p>Cortes artificiais de custos colocam em risco a continuidade dos investimentos e os benefícios sociais e econômicos que o plano proporciona ao Espírito Santo.</p> <p>Não é coerente prometer crescimento e, ao mesmo tempo, reduzir o quadro de empregados. Expandir a rede e aumentar o número de usuários implica aumento da complexidade operacional. Demissões nesse contexto comprometem a capacidade de execução do plano, afetam a qualidade do serviço e colocam em risco a confiança da sociedade capixaba.</p> <p>Essas decisões colocam o regulador em uma posição delicada, pois a omissão diante de cortes que comprometem a segurança também é uma forma de responsabilidade.</p> <p>Segurança custa. Mas custa muito menos do que a negligência. E o papel da regulação é</p>	<p>concessão, condição de sustentabilidade econômica e financeira na gestão dos seus custos e despesas, da solvência de endividamento, dos investimentos em reposição, melhoria e expansão, além da responsabilidade no pagamento de tributos e na distribuição de proventos.</p>
--	--	---	--

		garantir que esse valor seja preservado, reconhecido e protegido.	
--	--	---	--

11. CONTRIBUIÇÕES DA EMPRESA ENERGISA S.A.

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
Determinação margem média: Itens 165-172 NT_GET_004-2025		<p>Em 31 de março de 2023, o Grupo Energisa adquiriu 100% do capital social da ES Gás por R\$ 1,423 bilhão, em leilão público conduzido com base em premissas regulatórias claras e estáveis. A operação foi concluída em julho do mesmo ano, com pagamento final ajustado para R\$ 1,438 bilhão.</p> <p>A concessão da ES Gás, válida até 2045, abrange a distribuição de gás natural canalizado em todo o Estado do Espírito Santo e foi objeto de aquisição pelo Grupo Energisa com base em premissas econômicas e regulatórias informadas no edital de privatização. O valuation da companhia foi, portanto, construído a partir de projeções de retorno que consideraram o custo médio ponderado de capital (WACC), a</p>	<p>Não foi sugerida redação para o dispositivo.</p> <p>Contudo, diante da justificativa apresentada, destaca-se que a ARSP considera que submeter a proposta de cálculo dos componentes da margem média de distribuição a debate, contribui para a transparência e confiabilidade do processo de estimação do seu valor, em atendimento ao art. 2º, inciso II da Lei Complementar nº 827, de 30 de junho de 2016, além disso de ser prática usual nos setores regulados.</p>

		<p>estrutura de investimentos, os custos operacionais e os volumes estimados de distribuição. A confiança na previsibilidade institucional e regulatória do Espírito Santo foi um fator determinante para a decisão de investimento, sendo inclusive precificada na operação.</p> <p>Ressalte-se que o WACC já aprovada pela Diretoria Geral da Agência, de 8,65%, já representou redução substancial em relação ao percentual de 9,96% inicialmente previsto no contrato de concessão, redução está em momento de sustentação por prolongado tempo na alta de juros da economia, o que afeta a viabilidade econômica do programa de investimentos que se propõe e mencionado abaixo bem como a adequada remuneração do capital investido.</p> <p>A aprovação do plano, conforme proposto, é, portanto, essencial para garantir a rentabilidade adequada do investimento, preservar a confiança dos investidores e assegurar a continuidade dos serviços com qualidade, previsibilidade e responsabilidade institucional. O plano</p>	<p>Ademais, após processo de participação social, fica mantida a taxa WACC.</p>
--	--	---	---

		<p>prevê investimentos da ordem de R\$ 1 bilhão entre 2025 e 2030, com metas ambiciosas como dobrar a extensão da rede de distribuição de gás canalizado no Espírito Santo, ultrapassando 1.000 km, e mais que dobrar a base de usuários, alcançando 270 mil unidades consumidoras. Também estão previstas ações estruturantes para interiorizar o serviço em novos municípios, conectar plantas de biometano, ampliar o uso do gás natural no transporte e modernizar a infraestrutura operacional, promovendo segurança, eficiência e sustentabilidade.</p> <p>Tudo isso está alinhado com os objetivos estratégicos do Estado, como os previstos no programa ES MAIS+Gás, no Plano de Descarbonização e Neutralização de Emissões, no ES500 e no ES Carbono Zero — iniciativas que compartilham um propósito comum e fundamental para os capixabas: desenvolver a infraestrutura que o Espírito Santo precisa para crescer com sustentabilidade, inovação e inclusão.</p> <p>A estabilidade regulatória é um elemento essencial para a preservação dos direitos</p>	
--	--	--	--

		<p>econômicos de todos os acionistas, especialmente os minoritários, que confiam na previsibilidade das regras para assegurar sua participação nos resultados da companhia. A execução consistente do plano de investimentos fortalece esse ambiente de confiança, contribuindo para a segurança jurídica da concessão e para a valorização dos ativos. Ao garantir clareza e continuidade nas diretrizes estabelecidas, o Estado reforça sua imagem como um ambiente confiável e atrativo para investimentos de longo prazo, promovendo o desenvolvimento sustentável do setor e a expansão dos serviços com qualidade e responsabilidade.</p>	
--	--	---	--

12. CONTRIBUIÇÕES DA EMPRESA ZENERGAS CONSULTORIA EMPRESARIAL EM ENERGIA E REGULAÇÃO LTDA

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
71- Na tabela 20 pode-se observar os investimentos em ativos de conversão projetados pela	71- Na tabela 20 pode-se observar os investimentos em ativos de conversão projetados pela concessionária para o segundo ciclo tarifário e aprovados pela	O texto da NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 04/2025, em seu item 73 cita a apresentação pela ARSP, em seu Plano de Negócios da	Não aceita. Como é indicado na NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 04/2025 as

<p>concessionária para o segundo ciclo tarifário.</p> <p>73- Destaca-se que a ESGás apresentou no plano de negócios investimentos de conversões também para o segmento industrial. Registra-se que nos estados de Minas Gerais e São Paulo, referências em relação ao tema, o reconhecimento tarifário das despesas de conexão ou rede interna está limitado aos segmentos residencial, comercial e GNV.</p>	<p>ARSP incluindo aqueles destinados ao segmento industrial.</p> <p>73- Destaca-se que a ESGás apresentou no plano de negócios investimentos de conversões também para o segmento industrial além do comercial, residencial e GNV.</p>	<p>necessidade de investimentos em conversões para o segmento industrial. Trata-se de matéria de grande interesse para a expansão projetada pela concessionária. As indústrias e o GNV são as principais âncoras da expansão das redes pois ao agregar um volume substancial viabiliza um dimensionamento adequado dos gasodutos de distribuição. Justamente essa viabilidade é que resulta no atendimento a um conjunto de usuários residenciais, comerciais e outros. Sem um consumidor âncora existe elevado risco de que a expansão resulte bastante limitada. Nesse contexto a proposta do Plano de Negócios da ARSP prevê a conexão a 30 novas instalações industriais.</p> <p>Em alguns casos a substituição do combustível utilizado pela indústria pelo gás canalizado resulta em um valor inicial de investimento que a indústria tem dificuldades em realizar com recursos próprios. O gás natural e o biometano são combustíveis concorrenciais com o óleo combustível, biomassa, eletricidade, GLP entre outros. A participação financeira da concessionária nos casos de conversão</p>	<p>conversões concluídas no primeiro e segundo ciclos tarifários são contabilizadas como ativos de conversão, conforme previsão do contrato de concessão na cláusula 11.2.1. Os valores foram apresentados pela concessionária no plano de negócios e será objeto de verificação ao longo do ciclo tarifário, como os demais investimentos.</p>
--	--	--	---

		<p>industrial viabiliza a ligação ao novo cliente e em contrapartida os ganhos ambientais na substituição de combustíveis mais poluentes e a conexão de outros clientes dos vários segmentos. Trata-se de contribuição efetiva à expansão da infraestrutura da cadeia de distribuição do estado.</p> <p>Destacamos que a conversão de usuários para o uso de gás natural representa um componente fundamental na universalização do serviço de distribuição e no incentivo à substituição de combustíveis por uma alternativa mais eficiente e sustentável. A importância do tema, no contexto do Espírito Santo, está clara e expressa na Lei Estadual nº 10.955/2019, que instituiu a ES Gás, bem como em dispositivos específicos do Contrato de Concessão e da Resolução ARSP nº 80/2024, que tratam da contabilização e da alocação regulatória dos desembolsos associados às conversões.</p> <p>Neste momento de definição dos parâmetros para o novo ciclo tarifário, é essencial que os valores estimados e propostos pela concessionária para os</p>	
--	--	---	--

		<p>programas de conversão sejam mantidos integralmente de forma a garantir a expansão do serviço, especialmente frente à competitividade do gás natural canalizado frente a outras fontes energéticas alternativas.</p> <p>No segmento residencial, essa necessidade é reforçada pelo próprio contrato de concessão, que prevê metas mínimas de expansão, em que fica evidente o papel estratégico das conversões.</p> <p>Da mesma forma, é imprescindível que programas de conversão sejam incentivados nos demais segmentos, inclusive e sobretudo no veicular e industrial, considerando o papel estratégico destes setores para viabilizar, técnica e economicamente, a ampliação da rede de distribuição, sobretudo por seu potencial de agregar volume ao sistema e viabilizar a chegada do gás natural a novos municípios e, portanto, contribuindo de forma direta à modicidade tarifária.</p> <p>No caso do Gás Natural Veicular (GNV), a conversão de postos e frotas, proporciona a</p>	
--	--	--	--

		<p>escala necessária para a implantação de redes e gerando benefícios ambientais e logísticos para a cadeia de transporte estadual e nacional. Sem estímulo à conversão veicular, perde-se um importante vetor de expansão do uso do gás natural, bem como uma alavanca para o desenvolvimento regional, aspecto especialmente relevante no âmbito do Programa ES Mais Gás.</p> <p>Visando um adequado acompanhamento pela ARSP no sentido da correta alocação desses custos por parte da ES Gás sugerimos a adoção de um procedimento que permita a total transparência conforme segue:</p> <ul style="list-style-type: none">- Apresentação prévia dos seus custos para a aprovação pela ARSP no âmbito das revisões tarifárias ordinárias no Plano de Negócios;- Considerando a periodicidade quinquenal das RTOs, as solicitações da ESGAS deverão ter como base estimativas de alocação anual dos valores a serem realizados pela ESGAS em conversões;	
--	--	--	--

		<p>- A alocação dos valores na RTO terá como base as diretrizes da própria ESGAS a respeito das necessidades, programas e questões concorrenciais e aprovada na RTO;</p> <p>- A ESGAS buscará junto aos novos usuários incluídos por programas de conversão, a celebração de contratos de fornecimento em prazos razoáveis, em geral de 5 anos.</p> <p>Sugerimos que a Nota Técnica Final a ser elaborada pela ARSP estabelecerá de forma clara à sociedade as aprovações dos programas de conversão inclusive dos casos de ligação de novos clientes industriais.</p> <p>Diante disso, é oportuno e necessário que os valores destinados à conversão dos segmentos GNV e industrial sejam devidamente considerados, reconhecendo sua importância estratégica para a consolidação e expansão da rede de gás canalizado no Espírito Santo.</p> <p>Os princípios balizadores da ARSP no processo de Revisão Tarifaria, conforme evidente e manifesto nas resoluções e NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 04/2025, são e devem ser o de garantir a segurança jurídica</p>	
--	--	---	--

		e o equilíbrio econômico-financeiro da Concessão.	
Itens 29 a 50 da Nota Técnica Nº 04/2025 (análise dos volumes projetados pela ESGás)	Itens 29 a 50 da Nota Técnica Nº 04/2025 (manter em todos os itens os volumes projetados pela ES Gás em seu Plano de Negócios)	<p>O Volume é uma variável de grande relevância para assegurar o atingimento destes princípios, pois sua projeção tem impacto sensível no cálculo da margem média de distribuição, considerando que quaisquer divergências entre o realizado e o projetado podem ensejar a necessidade da recomposição por meio de uma revisão tarifária extraordinária, conforme previsto no contrato de concessão e no arcabouço jurídico-legal pertinente. A análise desenvolvida pela ARSP está detalhada nos itens 29 a 50 da Nota Técnica Nº 04/2025.</p> <p>No caso da ES Gás, cuja maior parte do volume distribuído se concentra no segmento industrial, a estimativa se torna mais objetiva, uma vez que se baseia nos próprios contratos firmados com os seus usuários, mantendo as projeções realizadas pela Concessionária no Plano de Negócios, as quais já contam com o aval da ARSP na NT 004/2025.</p>	<p>Não aceita.</p> <p>A ARSP avaliou a projeção de demanda da concessionária e identificou as incongruências mencionadas na Nota Técnica ARSP/DP/GET Nº 04/2025. Além disso, no âmbito da presente consulta pública, recebeu contribuições relacionadas à demanda, inclusive objeto de reunião participativa.</p> <p>No referente ao processo de revisão tarifária extraordinária, como indica seu nome é um processo “extraordinário” cuja ocorrência deve ser devidamente justificada e alinhada com os critérios estabelecidos na cláusula XIII do contrato de concessão e sem seu anexo I, Cláusula VI.</p> <p>Em complemento, não será aplicado o termo de ajuste K pelo impacto negativo no incentivo à expansão.</p>

		<p>Pela sensibilidade tarifária à variável volume, existe um cuidado que o regulador deve sempre ter em não acreditar em projeções que surjam sem um real embasamento técnico e econômico. A concessionária por conhecer com profundidade o mercado em todos os segmentos e em toda a área de concessão tem a melhor sensibilidade nas projeções apresentadas em seu Plano de Negócios. Essa definição do volume se reflete em segurança jurídica e a estabilidade necessária para que a Concessionária consiga entregar os investimentos do Plano de Negócios.</p>	
--	--	---	--

13. CONTRIBUIÇÕES DA EMPRESA TRANSPORTADORA ASSOCIADA DE GÁS - TAG

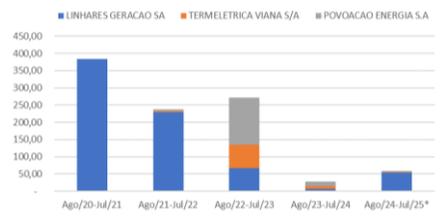
DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
ES Gás - Plano de Negócios para o Segundo Ciclo Tarifário – pagina 144-145		Em relação ao projeto PE Serra, apresentado pela concessionária em seu Plano de Negócios, manifestamos que o aumento de segurança pode ser alcançado com a implementação de uma operação em baixa	Não foi enviada sugestão para o dispositivo, no entanto, reforça-se que estabelecer a melhor opção técnica de fornecimento é responsabilidade da concessionária. Neste caso, deve

		pressão, compatível com a reclassificação para distribuição, preservado o previsto no inciso VI do artigo 7º da Lei 14.134/21.	também respeitar a interface com o sistema de transporte e buscar as autorizações, inclusive com ANP. Cabe ao regulador estadual avaliar o atendimento das premissas de razoabilidade e eficiência estabelecidas no contrato de concessão, de modo que seja também sejam mantidos os aspectos de regularidade, segurança e continuidade do serviço prestado.
--	--	--	---

14. CONTRIBUIÇÕES DA ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO - ABEGÁS

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
<p>IV.2.2 Proposta da ES Gás e Avaliação ARSP</p> <p>45. No referente ao segmento térmico, foram efetuados ajustes à projeção da ES Gás, considerando:</p> <p>i) a expectativa de entrada de novas térmicas, decorrentes do novo leilão de reserva de capacidade (LRCAP)</p>	<p>45. No referente ao segmento térmico, foram efetuados ajustes à projeção da ES Gás, considerando:</p> <p>i) a expectativa de entrada de novas térmicas, decorrentes de de novo leilão de reserva de capacidade (LRCAP) com volume alocado na linha da UTE Linhares; e</p>	<p>A projeção considerada na nota técnica não apresenta qualquer justificativa para o volume projetado para o segmento termoeletrico, tampouco considera o cancelamento do LRCAP de 2025.</p> <p>A projeção de volume termoeletrico indica um acréscimo de 70 mil m³/dia, valor superior ao</p>	<p>Não aceita.</p> <p>Várias contribuições coincidem em destacar a complexidade de projetar a demanda do segmento termoeletrico. Conforme indica a ABRAGET, o setor elétrico brasileiro é caracterizado pelo predomínio hidráulico. Assim, em períodos de chuvas favoráveis, a demanda térmica é reduzida, mas</p>

<p>com volume alocado na linha da UTE Linhares; e</p> <p>ii) o consumo registrado na UTE Linhares nos últimos anos do 1º ciclo tarifário.</p> <p>46. Foi mantida a projeção do volume para as UTE Viana e Povoação. As diferenças são apresentadas nas tabelas 9 e 10 a seguir:</p>	<p>ii) o consumo registrado na UTE Linhares nos últimos anos do 1º ciclo tarifário.</p> <p>46. Foi mantida a projeção do volume para as UTE Viana e Povoação. As diferenças são apresentadas nas tabelas 9 e 10 a seguir:</p> <p>[Ajuste nos volumes e receitas projetados, conforme concessionária]</p>	<p>despacho anual previsto no LRCAP/2021 (120 horas, o que equivale a 1,4% do ano).</p> <p>Considerando, que o LRCAP previsto não ocorreu e que não há cronograma para a sua eventual retomada, considera-se como adequada a redução do volume projetado pela Concessionária para UTE Linhares no Ano 1 do 2º ciclo.</p> <p>É importante destacar que a projeção adotada na nota técnica ignora a realidade operacional da UTE Linhares apresentada pela concessionária. Essa desconsideração compromete a robustez técnica da projeção.</p> <p>Para os demais anos, recomenda-se utilizar as projeções apresentadas pela concessionária, que refletem a média histórica de 7% de despacho anual sobre a capacidade da usina.</p>	<p>umenta significativamente em períodos de seca ou pouca precipitação. A história recente da concessionária demonstra a volatilidade da demanda térmica, com anos de baixo consumo, mas também com anos de demanda muito significativa. As usinas térmicas instaladas em Espírito Santo, a partir dos leilões emergenciais, são um exemplo da relevância e do potencial da geração térmica.</p> <p>A ARSP considera que a projeção da demanda para o segmento apresentada pela concessionária é muito conservadora, retratando um cenário hidráulico favorável, conforme indicado pela contribuição da ABRAGET.</p> <p>A demanda térmica projetada pela ESGás não considera nenhum ano de seca, o que tem ocorrido com frequência nas últimas décadas.</p> <p>O valor proposto pela ESGás é apenas superior ao valor mínimo registrado no ano regulatório 4, e é inferior ao consumo registrado pela UTE Linhares no presente ano.</p>
---	--	---	---

			<p>Figura 1: Volume UTE (Milhões m³)</p>  <table border="1"> <caption>Data for Figura 1: Volume UTE (Milhões m³)</caption> <thead> <tr> <th>Período</th> <th>LINHARES GERACAO SA</th> <th>TERMELETRICA VIANA S/A</th> <th>POVOACAO ENERGIA SA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ago/20-Jul/21</td> <td>380,00</td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> </tr> <tr> <td>Ago/21-Jul/22</td> <td>220,00</td> <td>10,00</td> <td>0,00</td> </tr> <tr> <td>Ago/22-Jul/23</td> <td>100,00</td> <td>50,00</td> <td>100,00</td> </tr> <tr> <td>Ago/23-Jul/24</td> <td>0,00</td> <td>10,00</td> <td>0,00</td> </tr> <tr> <td>Ago/24-Jul/25*</td> <td>50,00</td> <td>0,00</td> <td>0,00</td> </tr> </tbody> </table> <p>Como é possível verificar na Figura 1, a demanda termoelétrica da concessionária no ciclo tarifário 1 apresenta uma diferença do 1278% entre o valor máximo registrado no ano 1 e o valor mínimo registrado no ano 4. Com base no comportamento histórico do setor, é improvável que a demanda térmica futura se mantenha constante em níveis inferiores à demanda do último ano do primeiro ciclo tarifário. Com base nessa análise, a agência considera adequado adotar outra projeção, com base em evidências históricas recentes.</p> <p>Em complemento, o plano nacional de energia 2050 da EPE projeta uma expansão da capacidade instalada de</p>	Período	LINHARES GERACAO SA	TERMELETRICA VIANA S/A	POVOACAO ENERGIA SA	Ago/20-Jul/21	380,00	0,00	0,00	Ago/21-Jul/22	220,00	10,00	0,00	Ago/22-Jul/23	100,00	50,00	100,00	Ago/23-Jul/24	0,00	10,00	0,00	Ago/24-Jul/25*	50,00	0,00	0,00
Período	LINHARES GERACAO SA	TERMELETRICA VIANA S/A	POVOACAO ENERGIA SA																								
Ago/20-Jul/21	380,00	0,00	0,00																								
Ago/21-Jul/22	220,00	10,00	0,00																								
Ago/22-Jul/23	100,00	50,00	100,00																								
Ago/23-Jul/24	0,00	10,00	0,00																								
Ago/24-Jul/25*	50,00	0,00	0,00																								

			<p>centrais termelétricas a gás natural em vários de seus cenários.</p> <p><i>Figura 2: Plano Nacional de Energia 2050 da EPE</i></p> <p><small>A restrição ao aproveitamento das usinas hidrelétricas em áreas de interferência abre espaço para a capacidade instalada das termelétricas a gás natural que, em contexto de disponibilidade de gás natural a preços bem competitivos, aumentaria em quase 5 GW a capacidade instalada em relação ao caso em que todo o potencial está disponível (de 28 GW para 33 GW, conforme figura 62), compensando uma parte da redução de quase 30 GW de capacidade instalada total de UHEs entre os casos em que todo o potencial inventariado de UHE está disponível e aquele em que a expansão não conta com UHEs com interferência em áreas protegidas. Neste último caso, espera-se que o consumo de gás natural atinja quase 45 milhões de m³/dia no período médio e 69 milhões de m³/dia no período crítico.</small></p> <p>Como é possível visualizar na Figura 2 o PNE 2050, a capacidade instalada das termelétricas a gás natural poderia aumentar em quase 5 GW num contexto de disponibilidade de gás natural a preços bem competitivos. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 PDE 2034 também projeta um crescimento na geração termoelétrica a gás natural. A EPE no PDE 2034 prevê a incorporação 12.094 MW de geração a gás natural flexível e 7.246 MW de geração a gás natural inflexível no período 2026-2034, conforme pode ser observado abaixo.</p>
--	--	--	---

Figura 3: Expansão indicativa acumulada cenário referência. (EPE PDE 20234)

Figura 3-20 - Expansão Indicativa acumulada para o Cenário de Referência

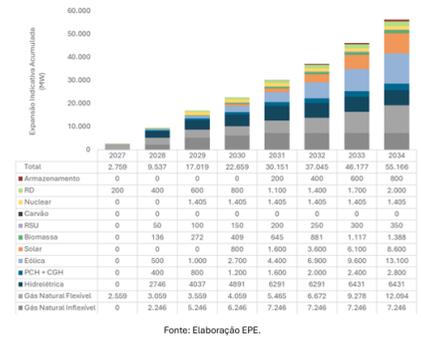
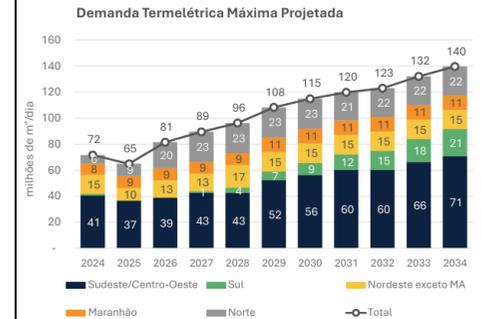


Figura 4: Demanda termelétrica projetada (EPE PDE 2034 Caderno gás natural).



IV.3.1 Base de Remuneração Regulatória Inicial

53. O valor dos ativos da base de remuneração provenientes do laudo, assim como sua depreciação,

53. O valor dos ativos da base de remuneração provenientes do laudo, assim como sua depreciação, é apresentado na Tabela 12, em moeda de julho de 2024:

O valor da BRR Inicial foi obtido a partir do laudo elaborado pela avaliadora de ativos contratada pela concessionária - Real Valor Avaliações e Assessoria Empresarial Ltda - empresa homologada pela Agência

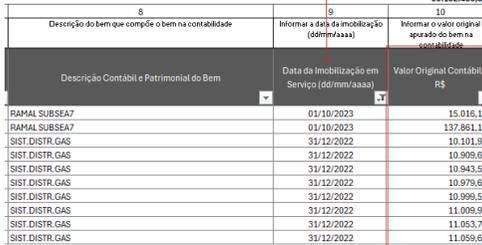
Aceita.

Aceita. Informamos que a BRR Inicial foi considerada com base no laudo de avaliação elaborado pela Real Valor, e contempla a soma da Base Blindada

<p>é apresentado na Tabela 12, em moeda de julho de 2024:</p>	<p>[Ajuste nos valores da tabela 12, conforme laudo de avaliação da BRR elaborado pela Real Valor Avaliações e Assessoria Empresarial Ltda]</p>	<p>reguladora conforme previsto na Resolução ARSP 080/2024.A BRR Inicial é composta pela soma da Base Blindada (BB), que abrange os ativos definidos no contrato de concessão e já homologados pelo órgão regulador até dezembro de 2019, e da Base Incremental (BI), que contempla os novos investimentos realizados após o último ciclo tarifário, no período de 01/08/2020 a 31/07/2024.</p> <p>Nesse sentido, não há como haver discrepâncias relevantes como a apresentada na tabela 12 da NT, em relação aos valores da Concessionária, calculados a partir do referido laudo. Este fato reforça a necessidade de revisão da tabela 12.</p> <p>Como exemplo, o valor de Outorga da NT está R\$ 12 milhões menor que o validado no laudo, o que indica a existência de algum equívoco na tabela 12 apresentada, que poderia ser justificada pela incorreta atualização monetária.</p>	<p>(BB) e da Base Incremental (BI). A diferença observada decorre da atualização monetária, a qual não foi refletida de forma adequada, uma vez que o modelo fornecido pela ESGás não possuía vínculos diretos nas fórmulas utilizadas para contemplar corretamente o impacto da referida atualização. Essa situação foi corrigida, de modo a refletir adequadamente os efeitos da atualização monetária.</p>
<p>IV.3.2 Investimentos 63. Ao analisar os valores unitários adotados para projeção dos</p>	<p>63. Ao analisar os valores unitários adotados para projeção dos investimentos no Plano de Negócios do 2º ciclo tarifário, a ARSP identificou</p>	<p>Os valores apresentados para os materiais são baseados no recente histórico praticado</p>	<p>Não aceita. Conforme estabelecido na Resolução ARSP nº 084, de 26 de fevereiro de</p>

<p>investimentos no Plano de Negócios do 2º ciclo tarifário, a ARSP identificou desvios significativos nos custos por quilômetro dos itens “redes de aço” e “ERP”, em comparação com os valores utilizados no 1º ciclo tarifário e aqueles constantes no Laudo de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória (BRR) inicial.</p> <p>64. A partir desta diferença, foram ajustados os valores dos investimentos, utilizando um valor médio obtido por meio do laudo de avaliação, considerando o valor original contábil corrigido.</p> <p>65. As diferenças nos valores unitários são apresentadas na Tabela 18:</p>	<p>desvios significativos nos custos por quilômetro dos itens “redes de aço” e “ERP”, em comparação com os valores utilizados no 1º ciclo tarifário e aqueles constantes no Laudo de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória (BRR) inicial.</p> <p>64. A partir desta diferença, foram ajustados os valores dos investimentos, utilizando um valor médio obtido por meio do laudo de avaliação, considerando o valor original contábil corrigido.</p> <p>65. As diferenças nos valores unitários são apresentadas na Tabela 18:</p>	<p>e as respectivas comprovações podem ser obtidas diretamente com a concessionária.</p> <p>A citada diferença também encontra fundamento na mudança súbita de critério adotado pela Agência para projetar o valor dos ativos da Concessão. Adotou o VOC em detrimento do VNR, de maneira distinta e contraditória ao defendido pela mesma, quando afirmara que a opção pelo VNR se mostrava como uma opção de “maior robustez técnica”, citação retirada da NT GET 013/2024.</p> <p>Solicitamos que as glosas sejam revertidas, sob pena de impactar a estabilidade e a segurança jurídica da concessão por mudanças intempestivas na adoção dos critérios de projeção do valor dos ativos da Concessão.</p>	<p>2025, o inciso 5 determina que “o estabelecimento da margem média de distribuição observará os estímulos à eficiência, modicidade tarifária e previsibilidade das regras, refletidos na definição de cada uma de suas componentes”.</p> <p>Adicionalmente, nos termos do inciso 27 da mesma Resolução, “o regulador poderá aprovar ou solicitar modificações nos planos de investimentos apresentados pela concessionária (...)”.</p> <p>Dessa forma, a modificação dos valores unitários propostos para alguns tipos de ativos previstos no plano de investimentos está dentro da competência do regulador, podendo ser realizada com o objetivo de reconhecer apenas os investimentos considerados prudentes e compatíveis com os princípios regulatórios aplicáveis.</p> <p>Apresenta-se a seguir uma tabela comparativa entre os valores unitários propostos pela Concessionária, os valores adotados pela ARSP com base</p>
---	---	---	---

			<p>nos valores históricos e os valores observados em processos regulatórios de outras distribuidoras de gás canalizado:</p> <p><i>Tabela 1: Comparativa valores unitários</i></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Ativo</th> <th>Valor unitário da ES Gás (R\$ Out 24)</th> <th>Valor pr pela AF Out</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>km de rede aço (R\$/km)</td> <td>1.430.568</td> <td></td> </tr> <tr> <td>RP (R\$/ERP)</td> <td>747.634</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Nota: Os valores da concessionária Gasmig foram obtidos a partir da Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022, enquanto os da Necta foram extraídos do documento NT.F-0069-2020, ambos atualizados monetariamente para outubro de 2024.</i></p> <p>Como é possível visualizar na tabela o valor reconhecido pela ARSP chega a ser superior ao valor reconhecido por outras agências reguladoras.</p> <p>Além disso, o orçamento pode não refletir adequadamente o valor eficiente.</p> <p>Como exemplo, podemos mencionar o que acontece no laudo de avaliação da BRR inicial da própria concessionária que apresenta valores orçamentários muito superiores ao valor efetivamente realizado do</p>	Ativo	Valor unitário da ES Gás (R\$ Out 24)	Valor pr pela AF Out	km de rede aço (R\$/km)	1.430.568		RP (R\$/ERP)	747.634	
Ativo	Valor unitário da ES Gás (R\$ Out 24)	Valor pr pela AF Out										
km de rede aço (R\$/km)	1.430.568											
RP (R\$/ERP)	747.634											

			<p>investimento. Para demonstrar, apresentamos um extrato de determinados ativos pertencentes ao grupo "REDE DE DISTRIBUIÇÃO CONSTRUÍDA EM AÇO", adquiridos recentemente, cujos valores orçados com fins de valorização no laudo são superiores ao valor efetivamente realizado:</p> <p><i>Figura 5: Rede de distribuição construída em aço</i></p>  <table border="1"> <thead> <tr> <th>8</th> <th>9</th> <th>10</th> </tr> <tr> <th>Descrição do bem que compõe o bem na contabilidade</th> <th>Informa a data da imobilização (dd/mm/aaaa)</th> <th>Informa o valor original que do o bem na contabilidade</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td>99.192.436,57</td> </tr> <tr> <th>Descrição Contábil e Patrimonial do Bem</th> <th>Data da Imobilização em Serviço (dd/mm/aaaa)</th> <th>Valor Original Contábil - R\$</th> </tr> <tr> <td>RAMAL SUBSEA7</td> <td>01/10/2023</td> <td>15.016,17</td> </tr> <tr> <td>RAMAL SUBSEA7</td> <td>01/10/2023</td> <td>137.861,17</td> </tr> <tr> <td>SIST. DISTR. GAS</td> <td>31/12/2022</td> <td>10.101,97</td> </tr> <tr> <td>SIST. DISTR. GAS</td> <td>31/12/2022</td> <td>10.909,68</td> </tr> <tr> <td>SIST. DISTR. GAS</td> <td>31/12/2022</td> <td>10.943,58</td> </tr> <tr> <td>SIST. DISTR. GAS</td> <td>31/12/2022</td> <td>10.979,68</td> </tr> <tr> <td>SIST. DISTR. GAS</td> <td>31/12/2022</td> <td>10.999,98</td> </tr> <tr> <td>SIST. DISTR. GAS</td> <td>31/12/2022</td> <td>11.009,97</td> </tr> <tr> <td>SIST. DISTR. GAS</td> <td>31/12/2022</td> <td>11.053,74</td> </tr> <tr> <td>SIST. DISTR. GAS</td> <td>31/12/2022</td> <td>11.059,63</td> </tr> </tbody> </table>	8	9	10	Descrição do bem que compõe o bem na contabilidade	Informa a data da imobilização (dd/mm/aaaa)	Informa o valor original que do o bem na contabilidade			99.192.436,57	Descrição Contábil e Patrimonial do Bem	Data da Imobilização em Serviço (dd/mm/aaaa)	Valor Original Contábil - R\$	RAMAL SUBSEA7	01/10/2023	15.016,17	RAMAL SUBSEA7	01/10/2023	137.861,17	SIST. DISTR. GAS	31/12/2022	10.101,97	SIST. DISTR. GAS	31/12/2022	10.909,68	SIST. DISTR. GAS	31/12/2022	10.943,58	SIST. DISTR. GAS	31/12/2022	10.979,68	SIST. DISTR. GAS	31/12/2022	10.999,98	SIST. DISTR. GAS	31/12/2022	11.009,97	SIST. DISTR. GAS	31/12/2022	11.053,74	SIST. DISTR. GAS	31/12/2022	11.059,63
8	9	10																																											
Descrição do bem que compõe o bem na contabilidade	Informa a data da imobilização (dd/mm/aaaa)	Informa o valor original que do o bem na contabilidade																																											
		99.192.436,57																																											
Descrição Contábil e Patrimonial do Bem	Data da Imobilização em Serviço (dd/mm/aaaa)	Valor Original Contábil - R\$																																											
RAMAL SUBSEA7	01/10/2023	15.016,17																																											
RAMAL SUBSEA7	01/10/2023	137.861,17																																											
SIST. DISTR. GAS	31/12/2022	10.101,97																																											
SIST. DISTR. GAS	31/12/2022	10.909,68																																											
SIST. DISTR. GAS	31/12/2022	10.943,58																																											
SIST. DISTR. GAS	31/12/2022	10.979,68																																											
SIST. DISTR. GAS	31/12/2022	10.999,98																																											
SIST. DISTR. GAS	31/12/2022	11.009,97																																											
SIST. DISTR. GAS	31/12/2022	11.053,74																																											
SIST. DISTR. GAS	31/12/2022	11.059,63																																											
<p>IV.3.4 Depreciação</p> <p>(...)</p> <p>83. A evolução da depreciação para o 2º ciclo é apresentada na Tabela.</p>	<p>(...)</p> <p>83. A evolução da depreciação para o 2º ciclo é apresentada na Tabela.</p> <p>[Ajustar tabela visando corrigir o valor da depreciação aplica aos Ativos de Conversão]</p>	<p>De acordo com a Resolução ARSP nº 080, Art. 80 e art. 82, as taxas de depreciação para cada tipo de ativo serão aplicadas de forma linear, conforme tabela apresentada no Anexo III da referida resolução, com aplicação a partir de 01 de agosto de 2025, exceto para os para os ativos de conversão</p>	<p>Aceita parcialmente.</p> <p>Foi feita a modificação da vida útil segundo o estabelecido na resolução nº080/2024 (5 anos), mas as depreciações dos ativos de conversão serão ajustadas no segundo ciclo, a partir do valor líquido desses ativos no</p>																																										

		<p>concluídos até o segundo ciclo tarifário, cuja amortização é de 05 (cinco) anos.</p> <p>Nesse sentido, os valores de depreciação/amortização, utilizados para ativos de conversão na planilha disponibilizada nesta consulta <i>Margem média - 2º ciclo tarifário - memória de cálculo.xls</i>, cujo resultado está apresentado na tabela do item 80 da referida NT, demonstram que a aplicação da taxa de depreciação foi significativamente superior ao prazo de 5 anos previsto. Sendo assim, os valores devem ser corrigidos.</p>	<p>ano 5 (final do primeiro ciclo tarifário), considerando que o valor já depreciado das conversões da base blindada e a incremental foram remuneradas pela margem de distribuição do ciclo anterior.</p> <p>No que se refere à solicitação de exclusão do item 72 da Nota Técnica, que trata da retirada dos ativos de conversão a partir do terceiro ciclo tarifário, deve-se considerada a resposta apresentada na contribuição Investimentos: Itens 57-73.</p>
<p>IV.3.6 Capital de Giro</p> <p>96. Como é possível verificar na Tabela 22, por essa ótica, o passivo circulante operacional supera o ativo circulante operacional entre 2021 e 2023. Em 2024, há uma reversão, com o ativo circulante operacional superando o passivo circulante operacional.</p> <p>97. Nesse sentido, foi estimada a necessidade de capital de giro unitário como a média da diferença entre os valores do ativo circulante operacional e o passivo circulante</p>	<p>96. Como é possível verificar na Tabela 22, por essa ótica, o passivo circulante operacional supera o ativo circulante operacional entre 2021 e 2023. Em 2024, há uma reversão, com o ativo circulante operacional superando o passivo circulante operacional. Isso é devido à significativa alteração no perfil da operação da distribuidora, que teve a maior parte do seu volume movimentado migrado para o mercado livre.</p> <p>97. Nesse sentido, foi estimada a necessidade de capital de giro unitário como a média da diferença entre os valores do ativo circulante operacional e</p>	<p>A metodologia para a definição da Necessidade de Capital de Giro está definida na Resolução nº 84/2025, item VI. A aplicação dessa metodologia demonstra uma reversão no capital de giro da concessionária no exercício de 2024, em comparação aos anos de 2021, 2022 e 2023. Tal reversão está diretamente relacionada à mudança significativa no perfil operacional da distribuidora, decorrente da migração da maior parte do volume movimentado para o mercado livre.</p>	<p>Aceita parcialmente.</p> <p>A partir das contribuições e a respostas da concessionária aos pedidos de esclarecimentos realizados pela ARSP, a agência identificou o impacto da migração dos usuários industriais ao mercado livre no capital de giro. Ao considerar esse impacto, a ARSP modificou a metodologia de cálculo empregando os dados do balanço do ano 2024.</p>

<p>operacional entre 2021 e 2024, conforme disposto a seguir:</p>	<p>o passivo circulante operacional entre 2021 e 2024, conforme disposto a seguir:</p>	<p>Com a redução do volume de compras da molécula de gás, houve também uma consequente diminuição no montante financeiro movimentado pela distribuidora. Esse novo cenário resultou em um fluxo de caixa mais estreito e menos volumoso, com impacto direto na dinâmica de entradas e saídas de recursos no tempo e, consequentemente afetando a necessidade de capital de giro da companhia.</p> <p>Dessa forma, utilizar dados históricos que não mais refletem a realidade da concessão como base para o próximo ciclo regulatório é incoerente e injustificável. Ignorar a nova dinâmica operacional é desconsiderar deliberadamente as transformações estruturais da distribuidora. Essa postura perpetua distorções e compromete a acurácia dos cálculos, inviabilizando a justa remuneração do capital de giro necessário às operações atuais.</p> <p>É fundamental, portanto, que a metodologia de cálculo do capital de giro reflita fielmente a nova configuração da distribuidora, assegurando aderência à realidade vigente e</p>	<p>Nesse ano já é possível visualizar a incidência da migração dos usuários ao mercado livre e seu impacto no ativo e passivo corrente. Além disso, a adoção do último ano disponível é uma prática habitual no setor, já que outras agências reguladoras como ARSESP e SEDE estimam o capital de giro a partir dos dados do balanço do último ano disponível.</p> <p>Com esse critério a necessidade de capital de giro por unidade de volume é de (R\$ 0,1031/m³ (abril 2025)).</p>
---	---	---	--

		<p>maior precisão na definição das necessidades financeiras da concessão.</p>	
<p>IV.4 Custos e despesas operacionais</p> <p>105. O incremento dos custos PMSO é impulsionado pelo aumento das despesas de pessoal no ano 6, e as despesas MSO (materiais, serviços de terceiros e outros custos operacionais) nos anos seguintes. A figura 17 a seguir ilustra esse cenário:</p> <p>106. Como é possível verificar na Figura 128, as despesas de pessoal apresentam um incremento do 90% entre os anos 5 e 6, cujo crescimento desacelera nos anos seguintes. As despesas MSO tem incrementos de 22% nos anos 7 e 8, e 13% nos anos 9 e 10.</p> <p>Itens 107 a 115</p>	<p>105. O incremento dos custos PMSO é impulsionado pelo aumento das despesas de pessoal no ano 6, e as despesas MSO (materiais, serviços de terceiros e outros custos operacionais) nos anos seguintes. A figura 17 11 a seguir ilustra esse cenário:</p> <p>106. Como é possível verificar na Figura 128 11, as despesas de pessoal apresentam um incremento do 90 35% entre os anos 5 e 6, cujo crescimento desacelera nos anos seguintes, sem incremento a partir do 7 até o ano 10. Em contrapartida, as As despesas MSO tem redução entre os anos 5 e 6 de 8%, e incrementos de 2º ano 102% nos anos 7 e 8, e 13 12% nos anos 9 e 10.</p> <p><i>Itens: 107 a 115: Ajustar</i></p>	<p>Reconhecimento de Custos e Despesas com Pessoal: correção de distorção histórica que fundamenta a metodologia apresentada, com vistas ao atendimento da necessidade operacional</p> <p>Em atenção ao disposto no item “IV.4 Custos e despesas operacionais” da NT_GET_004-2025, elaborada pela GERÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA E TARIFÁRIA – GET dessa ARSP, que aponta para uma possível glosa de custos e despesas operacionais indicados pela ESGás, especificamente relativas à rubrica de custos PMSO, tecemos algumas considerações.</p> <p>A análise efetuada por essa ARSP, embora considere o incremento de custos com base em indicadores atinentes à prestação do serviço, quais sejam o incremento de rede e de base de usuários, parte de uma referência inicial que carece de fundamentação técnica e operacional, sobretudo considerando o histórico recente da organização.</p>	<p>Não aceita.</p> <p>Como foi indicado na resposta na contribuição sobre OPEX: Itens 101-115, os custos PMSO foram projetados a partir de indicadores unitários obtidos do plano de negócios da própria concessionária. A ARSP não empregou dados históricos.</p> <p>Também como foi indicado na mesma resposta, os custos unitários propostos pela ARSP superam os custos unitários de outras concessionárias.</p> <p>Registra-se ainda que o contrato de concessão não sofreu alteração por ocasião da incorporação do operador privado. Portanto, as obrigações contratuais, legais e regulatórias, bem como a garantia de continuidade, segurança, eficiência e qualidade dos serviços prestados de distribuição de gás canalizado que tinha a antiga ES Gás e a atual ES Gás são as mesmas. A</p>

		<p>De forma a evidenciar a legitimidade e imprescindibilidade dos custos apontados pela ESGás no contexto atual da empresa, efetuamos as seguintes observações:</p> <p>A base histórica utilizada para análise dos custos com pessoal reflete um período no qual a ESGás operava como empresa pública, cujos acionistas optaram por manter quase a totalidade da força de trabalho composta por profissionais terceirizados. Apenas os cargos de gestão eram ocupados por funcionários próprios, em razão de restrições legais à contratação direta, já que a admissão de empregados efetivos exigia a realização de concurso público — o que não era considerado viável pelos acionistas à época.</p> <p>Essa escolha estratégica implicava que os custos reais com pessoal eram, em sua maior parte, registrados de forma indireta, por meio de contratos com empresas prestadoras de serviços, o que dificultava a visibilidade completa e direta desses custos na contabilidade da ESGás. Com isso, os registros históricos não refletem os custos econômicos efetivamente necessários para a</p>	<p>mudança de operador não justifica um incremento no custo.</p> <p>A terceirização e internalização das atividades operacionais da concessionária são estratégias do <i>management</i>.</p> <p>A ARSP não é contrária a política de internalização da concessionária, somente e como indicou na Nota Técnica ARSP/DP/GET Nº 04/2025, não considera adequado que praticamente todos os funcionários sejam incorporados no primeiro ano do 2 ciclo tarifário. Nota-se que a estrutura de pessoal apresentada é praticamente a mesma no ano 6 e no ano 10, quando no ano 10, a concessionária projeta ter 50% mais de extensão de rede e 68% mais de usuários.</p> <p>Além disso, e como indica a própria contribuição, a internalização consiste em realizar com pessoal próprio atividades que antes eram realizadas por terceiros contratados. Portanto, o crescimento do quadro de funcionários</p>
--	--	---	---

		<p>operação da empresa, tampouco traduzem uma estrutura autônoma de gestão de pessoal.</p> <p>Com o processo de desestatização e a transferência do controle acionário para um novo controlador privado, houve uma ruptura estrutural fundamental. A ESGás deixou de operar sob a lógica de empresa pública e passou a demandar uma estrutura própria de pessoal, compatível com a operação independente e com os requisitos legais, contratuais e regulatórios aplicáveis à concessão dos serviços de distribuição de gás canalizado.</p> <p>Para cumprir suas obrigações contratuais, legais e regulatórias, e principalmente para garantir a continuidade, segurança, eficiência e qualidade dos serviços prestados de distribuição de gás canalizado, a Concessionária necessita, de forma inescapável, de uma estrutura de pessoal própria, adequada e devidamente dimensionada.</p> <p>A contratação, manutenção e gestão deste quadro funcional direto e/ou de terceiros</p>	<p>próprios deveria gerar, em contrapartida, uma redução nos serviços terceirizados, ou seja, deveria ser observada uma queda na conta de custos de serviços de terceiros, o que praticamente não ocorre, já que o plano de negócios projeta uma queda de apenas -2,4% no MSO entre o ano 6 e o ano 5, quando o custo de pessoal tem um incremento do 90% no mesmo período.</p>
--	--	---	---

		<p>especializados essenciais representam custos reais e inevitáveis para a operação autônoma da empresa. Estes custos incluem salários, encargos sociais, benefícios, treinamento, segurança ocupacional e demais despesas inerentes à gestão de pessoas em conformidade com a legislação trabalhista e as boas práticas de governança.</p> <p>A atual gestão implementa processos de apropriação contábil rigorosa e transparente, alinhados aos princípios contábeis e às normas regulatórias pertinentes. Todos os custos com pessoal hoje incorridos são diretamente vinculados à operação da empresa, devidamente documentados e auditáveis.</p> <p>A "aparente" elevação dos custos em relação à base histórica distorcida não representa um aumento desnecessário, mas sim a correta internalização e visibilização contábil de um custo operacional fundamental que sempre existiu de forma indireta. Trata - se, assim, da regularização de uma distorção passada, não da criação de novos ônus.</p>	
--	--	---	--

		<p>A não aprovação ou glosa destes custos, com base em uma referência histórica irreproduzível, pode comprometer severamente a capacidade operacional e financeira da empresa e iria contra o princípio fundamental da modicidade tarifária sustentável, que exige o reconhecimento de todos os custos eficientes e necessários para a correta prestação do serviço. Uma estrutura de pessoal insuficiente pode acarretar:</p> <ul style="list-style-type: none">- Riscos operacionais e de segurança.- Degradação da qualidade do serviço prestado.- Insustentabilidade econômico-financeira da concessão/permissão no longo prazo. <p>Assim, a Abegás defende que os custos e despesas com pessoal apresentados no plano de negócios da distribuidora são absolutamente necessários, legítimos, eficientes e refletem a realidade operacional autônoma da empresa após o desinvestimento ocorrido, sendo seu reconhecimento regulatório, pelas questões já mencionadas, imprescindíveis para</p>	
--	--	--	--

		<p>assegurar o cumprimento das exigências dessa ARSP e a sustentabilidade econômico-financeira da empresa sob sua nova estrutura de governança e operação.</p> <p>Solicitamos, portanto, a devida consideração e aprovação das despesas com pessoal, fundamentadas na realidade operacional atual e na correta aplicação dos princípios contábeis e regulatórios, rejeitando-se a aplicação de glosas baseadas em parâmetros históricos distorcidos.</p> <p>De outra forma, e prevendo a manutenção da metodologia de incremento de custos com base em indicadores, caberia, em essência, a assunção do custo inicial no ano 6 conforme apresentado pela ESGás, de forma a não incorrer em distorções por todo o ciclo regulatório, e sua consequente progressão indicada pelo desenvolvimento dos ativos e do ingresso de usuários ao sistema de distribuição.</p>	
<p>IV.5.4 Perdas Regulatórias</p> <p>136. Para perdas regulatórias foi definido o valor de zero, considerando:</p>	<p>IV.5.4 Perdas Regulatórias</p> <p>136. Para perdas regulatórias foi definido o valor de zero, considerando:</p>	<p>A definição de perdas regulatórias igual a zero não impede a definição de sua aplicação nos mercados livre e cativo.</p>	<p>Não aceita.</p> <p>A redação proposta parece contradizer a justificativa. Uma vez que traz o texto “não devem ser tratadas de forma a</p>

<p>i) informações obtidas pelo regulador de que a concessionária possui um histórico favorável na avaliação das perdas comerciais, com as diferenças de faturamento nas medições gerando valores líquidos positivos;</p> <p>ii) histórico de imaterialidade de perdas técnicas, considerando a idade das redes de distribuição do sistema;</p> <p>iii) a indisponibilidade de dados para comparação entre diferentes concessionárias;</p> <p>iv) que o valor de perdas para o primeiro ciclo foi também de zero.</p> <p>137. Além disso, entende-se que o risco operacional decorrente das perdas é alocado na concessionária, o que justifica a adoção do valor indicado.</p>	<p>i) informações obtidas pelo regulador de que a concessionária possui um histórico favorável na avaliação das perdas comerciais, com as diferenças de faturamento nas medições gerando valores líquidos positivos;</p> <p>ii) histórico de imaterialidade de perdas técnicas, considerando a idade das redes de distribuição do sistema;</p> <p>iii) a indisponibilidade de dados para comparação entre diferentes concessionárias;</p> <p>iv) que o valor de perdas para o primeiro ciclo foi também de zero.</p> <p>137. Além disso, entende-se que o risco operacional decorrente das perdas é alocado na concessionária, o que justifica a adoção do valor indicado.</p> <p>As perdas são aplicadas a todos os usuários do sistema de distribuição de gás canalizado.</p> <p>Adicionalmente, destaca-se que eventuais diferenças de medição entre os pontos de entrada e saída dos pontos de entrada e saída dos dutos da distribuidora, não classificados como perdas, não devem ser tratadas de forma a garantir a neutralidade à Concessionária.</p>	<p>Adicionalmente, diferenças de medição que geram desbalanceamento de gás no sistema de distribuição devem ser incluídas em conta de compensação, ou previstas nos contratos de utilização do sistema de distribuição ou outra forma que garanta neutralidade à Concessionária.</p>	<p>garantir a neutralidade à “Concessionária” e depois argumenta no sentido de que deve garantir. Dessa forma, não restou clara a real intenção desta associação.</p>
--	---	--	---

<p>IV.6 Outras Receitas</p> <p>(...)</p> <p>139. Na ausência da apresentação de estudo adequado pela concessionária, na forma da seção X da Resolução ARSP nº 084/2025, a ARSP considerou o compartilhamento de 50% da receita projetada pela concessionária.</p> <p>140. A Tabela 315 apresenta a receitas correlatas e acessórias ajustadas e o montante anual compartilhado na margem média:</p>	<p>IV.6 Outras Receitas</p> <p>(...)</p> <p>139. Na ausência da apresentação de estudo adequado pela concessionária, na Na forma da seção X da Resolução ARSP nº 084/2025, a ARSP considerou o compartilhamento de 50% da receita do resultado das receitas e custos associados às atividades correlatas e acessórias projetada projetado pela concessionária.</p> <p>140. A Tabela 315 apresenta a receitas e custos correlatas e acessórias ajustadas e o montante anual compartilhado na margem média:</p> <p>[Ajustar tabela 31]</p>	<p>Com base no que estabelece o Contrato de Concessão (Anexo I, item 2.1) e no Artigo 106 da Resolução 84/2025, parte dos resultados obtidos com a prestação de serviços acessórios pode ser revertida à modicidade tarifária e considerada no cálculo da margem média de distribuição. Nesse sentido, cabe ajuste no texto para o eventual compartilhamento do resultado e não das receitas.</p> <p>Da forma proposta pela NT, eventual compartilhamento de receita correlata e acessória que não resultem em lucro passível de partilha, não é uma medida razoável, além de não estar previsto em regulamento.</p> <p>Assim, para que que tais serviços possam gerar modicidade tarifária, ou seja, gerar resultados positivos das receitas e custos associados às atividades correlatas e acessórias, conforme previsto nas normativas vigentes, é necessária a atualização prévia dos valores atrelados aos serviços correlatos e acessórios.</p>	<p>Não aceita.</p> <p>Como indica a própria contribuição, o contrato de concessão e a resolução ARSP nº 084/2025 estabelecem que parte do resultado obtido a partir das atividades correlatas, acessórias e de comercialização devem ser revertidas para a modicidade tarifária.</p> <p>Com base nessas diretrizes, a ARSP transferiu para a modicidade tarifária 50% da diferença entre a receita e o custo projetado pela própria concessionária para essas atividades, com base nas informações enviadas à agência reguladora.</p> <p>No documento “Anexo_I_Template_Requerimento_de_informações_1ª_RTO_ES_Gás editavel(1)” a própria concessionária informou sua previsão de receitas e custos e a ARSP adotou esses valores.</p> <p><i>Figura 6: Previsão de receitas e custos</i></p>  <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="10">Receitas Correlatas e acessórias</th> </tr> <tr> <th>Unidade</th> <th>RF</th> <th colspan="2">2025</th> <th colspan="2">2026</th> <th colspan="2">2027</th> <th colspan="2">2028</th> </tr> <tr> <th>Valor</th> <th>Unidade</th> <th>Valor</th> <th>Unidade</th> <th>Valor</th> <th>Unidade</th> <th>Valor</th> <th>Unidade</th> <th>Valor</th> <th>Unidade</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Receitas</td> <td>milhões de R\$</td> <td>484.412,71</td> <td>R\$</td> <td>512.480,00</td> <td>R\$</td> <td>540.547,29</td> <td>R\$</td> <td>568.614,58</td> <td>R\$</td> </tr> <tr> <td>Despesas</td> <td>milhões de R\$</td> <td>100,00</td> <td>R\$</td> <td>100,00</td> <td>R\$</td> <td>100,00</td> <td>R\$</td> <td>100,00</td> <td>R\$</td> </tr> <tr> <td>Quilômetros</td> <td>N/A</td> <td>100</td> <td>N/A</td> <td>100</td> <td>N/A</td> <td>100</td> <td>N/A</td> <td>100</td> <td>N/A</td> </tr> </tbody> </table>	Receitas Correlatas e acessórias										Unidade	RF	2025		2026		2027		2028		Valor	Unidade	Receitas	milhões de R\$	484.412,71	R\$	512.480,00	R\$	540.547,29	R\$	568.614,58	R\$	Despesas	milhões de R\$	100,00	R\$	100,00	R\$	100,00	R\$	100,00	R\$	Quilômetros	N/A	100	N/A	100	N/A	100	N/A	100	N/A								
Receitas Correlatas e acessórias																																																															
Unidade	RF	2025		2026		2027		2028																																																							
Valor	Unidade	Valor	Unidade	Valor	Unidade	Valor	Unidade	Valor	Unidade																																																						
Receitas	milhões de R\$	484.412,71	R\$	512.480,00	R\$	540.547,29	R\$	568.614,58	R\$																																																						
Despesas	milhões de R\$	100,00	R\$	100,00	R\$	100,00	R\$	100,00	R\$																																																						
Quilômetros	N/A	100	N/A	100	N/A	100	N/A	100	N/A																																																						

			Como a concessionária não informou despesas relacionadas às atividades correlatas e acessórias, a ARSP interpreta que elas estão incluídas nos custos PMSO, pelo que já estão sendo remuneradas pela tarifa, cabendo compartilhar 50% da receita que a concessionária prevê obter por estes itens.
<p>IV.7.2 Receitas das Térmicas (...)</p> <p>155. No cálculo do ajuste, a ES Gás considerou que a análise deveria se limitar exclusivamente ao volume da usina termoeletrica Linhares, já que na memória de cálculo da margem média do 1º ciclo, a previsão para outras térmicas foi 0, e só foi projetado volume para a UTE Linhares.</p> <p>156. A ARSP não considera essa proposta como razoável, pois a mitigação do risco ligado à incerteza na projeção da demanda termelétrica deve abranger todo o segmento, e não um usuário individual.</p>	<p>IV.7.2 Receitas das Térmicas (...)</p> <p>155. No cálculo do ajuste, a ES Gás considerou que a análise deveria se limitar exclusivamente ao volume da usina termoeletrica Linhares, já que na memória de cálculo da margem média do 1º ciclo, a previsão para outras térmicas foi 0, pois não estavam contempladas nos usuários da concessionária, e só foi projetado volume para a UTE Linhares.</p> <p>Excluir itens 156 a 158</p> <p>159. A Tabela 32 apresenta a receita de distribuição gerada pelas UTE Linhares-Geração, Termoeletrica Viana, e UTE Povoação no 1º ciclo: [Ajustar Tabela 32]</p>	<p>A resolução ARSP nº 084/2025 estabelece uma comparação entre a receita efetivamente obtida e a empregada no ciclo anterior para o segmento termoeletrico. Contudo, só havia previsão pela Concessionária, em seu plano de negócios para o 1º ciclo, da UTE Linhares. Nesse sentido, não foram contemplados volumes, investimentos e custos associados a outras usinas termelétricas, que não estavam mapeadas. Nesse sentido, o segmento termoeletrico abarcava apenas uma térmica e não três térmicas. Isso é diferente de considerar três usinas, com despacho de apenas uma.</p> <p>No entanto, no decorrer do ciclo foram conectadas outras duas térmicas que não</p>	<p>Não aceita</p> <p>Como é indicado na minuta da NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 04/2025, a ARSP não considera apropriado limitar a avaliação a um só usuário, já que a mitigação do risco ligado à incerteza na projeção da demanda termelétrica deve abranger todo o segmento, e não um usuário individual.</p> <p><i>Figura 7: NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 04/2025</i></p> <p><small>156. A ARSP não considera essa proposta como razoável, pois a mitigação do risco ligado à incerteza na projeção da demanda termelétrica deve abranger todo o segmento, e não um usuário individual. 157. Toda redução no risco também afeta o incentivo a ele associado. Nesse sentido, a concessionária não pode considerar adequada uma aplicação assimétrica da relação risco/incentivo, eliminando o risco, mas mantendo o incentivo.</small></p>

157. Toda redução no risco também afeta o incentivo a ele associado. Nesse sentido, a concessionária não pode considerar adequada uma aplicação assimétrica da relação risco/incentivo, eliminando o risco, mas mantendo o incentivo.

158. Portanto, a ARSP avaliou a receita total do segmento termoeletrico, considerando todas as UTEs.

159. A Tabela 32 apresenta a receita de distribuição gerada pelas UTE Linhares Geração, Termoeletrica Viana, e UTE Povoação no 1º ciclo:

160. Como é possível verificar na Figura 30, a Termoeletrica Viana e Povoação Energia registraram um impacto relevante na receita do segmento nos anos 3 e 4.

161. A Tabela 338 apresenta a comparação da receita realizada no segmento termoeletrico e a receita projetada no plano de negócios do 1º ciclo tarifário.

162. Como é possível verificar na tabela 38, a receita obtida pela concessionária superou a receita prevista.

~~160. Como é possível verificar na Figura 30, a Termoeletrica Viana e Povoação Energia registraram um impacto relevante na receita do segmento nos anos 3 e 4.~~

~~161. A Tabela 338 apresenta a comparação da receita realizada no segmento termoeletrico e a receita projetada no plano de negócios do 1º ciclo tarifário.~~

162. Como é possível verificar na tabela 38 33, a receita obtida pela concessionária superou a receita prevista.

[Tabela 33 demonstrando a Receita Projetada e Obtida da UTE Linhares]

~~163. Para estimar a compensação retroativa do segmento termoeletrico, a ARSP eliminou a incidência do imposto de renda (IAR) sobre as receitas das UTEs e incorporou os custos de capital – remuneração e depreciação dos investimentos – e operacionais necessários para a ativação das UTEs Tevisa, Povoação e Linhares Expansão.~~

164. Como é possível verificar na Tabela 39 34, a compensação a ser aplicado no 2º ciclo tarifário é de R\$ xxxx6,83 mi a preços de 2024.

estavam originalmente previstas. Ao incluir no cálculo a receita dessas térmicas não previstas inicialmente, cria-se um desincentivo à Concessionária para a captação de novas térmicas fora do ciclo regulatório. Nesse contexto, é fundamental garantir que o modelo regulatório promova a previsibilidade e a sustentabilidade dos investimentos necessários à expansão do setor, assegurando o incentivo intra-ciclo para obtenção de volumes adicionais.

Manter a lógica contratual vigente é essencial para que a Concessionária possa planejar e executar investimentos de forma segura e eficiente, sem arcar com riscos financeiros excessivos decorrentes de mudanças regulatórias inesperadas. A conexão de novas térmicas representa não apenas aumento da demanda, mas também a necessidade de ampliar e modernizar a infraestrutura de distribuição, o que requer recursos e planejamento adequados.

A abordagem proposta pela ARSP, ao desconsiderar os volumes e receitas das térmicas conectadas durante o ciclo, cria um cenário de incertezas que pode

O critério proposto na contribuição considera uma aplicação assimétrica da relação risco/incentivo.

No referente ao comentário de que a conexão de novas térmicas representa não apenas aumento da demanda, mas também a necessidade de ampliar e modernizar infraestrutura de distribuição, o que requer recursos e planejamento adequados, como é indicado na minuta da NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 04/2025, a ARSP os incorporou conforme demonstrado abaixo.

Figura 8: Custos de capital – remuneração e depreciação dos investimentos – e operacionais necessários

163. Para estimar a compensação retroativa do segmento termoeletrico, a ARSP eliminou a incidência do imposto de renda (IAR) sobre as receitas das UTEs e incorporou os custos de capital – remuneração e depreciação dos investimentos – e operacionais necessários para a ativação das UTEs Tevisa, Povoação e Linhares Expansão.

164. Como é possível verificar na Tabela 39, a compensação a ser aplicado no 2º ciclo tarifário é de R\$ 6,83 mi a preços de 2024.

Item	Unidade	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Realização	[Milhões R\$ Ago 24]	14,75	9,07	27,98	4,35	11,83
Plano de Negócios 1 CT	[Milhões R\$ Ago 24]	10,34	10,34	10,34	10,34	10,34
Custos das novas térmicas	[Milhões R\$ Ago 24]	0,00	0,05	0,20	0,83	0,84
Diferença	[Milhões R\$ Ago 24]	4,40	-1,32	7,44	-6,81	0,65
Ajuste tempo	[Milhões R\$ Ago 24]	0,43	-1,75	9,00	-7,49	0,65
Compensação total	[Milhões R\$ Ago 24]	6,83				

Fonte: Elaboração própria - Informação Histórica Técnica

<p>163. Para estimar a compensação retroativa do segmento termoeletrico, a ARSP eliminou a incidência do imposto de renda (IAR) sobre as receitas das UTEs e incorporou os custos de capital – remuneração e depreciação dos investimentos – e operacionais necessários para a ativação das UTEs Tevisa, Povoação e Linhares Expansão.</p> <p>164. Como é possível verificar na Tabela 39, a compensação a ser aplicado no 2º ciclo tarifário é de R\$ 6,83 mi a preços de 2024.</p>	<p>[Tabela 34 com demonstrativo da UTE Linhares]</p>	<p>comprometer a atração de novos investimentos no setor termoeletrico do Espírito Santo.</p>	
<p>IV.10 Fator X</p> <p>184. Considerando a necessidade de aprofundamento dos estudos sobre o tema, para a adequada aplicação metodológica, e ainda, tendo em vista que os efeitos do fator X serão aplicados nos reajustes anuais, como define o item 101 da seção IX da Resolução ARSP nº 084/2025, decidiu-se por remeter essa definição para discussão em uma consulta pública adicional, a ser realizada após a conclusão da 1ª RTO.</p>	<p>184. Considerando a necessidade de aprofundamento dos estudos sobre o tema, para a adequada aplicação metodológica, e ainda, tendo em vista que os efeitos do fator X serão aplicados nos reajustes anuais, como define o item 101 da seção IX da Resolução ARSP nº 084/2025, decidiu-se por remeter essa definição para discussão em uma consulta pública adicional, a ser realizada após a conclusão da 1ª RTO.</p> <p>Considerando o início do Contrato de Concessão e o plano de negócios da Concessionária, decidiu-se remeter o Fator X ao 3º ciclo regulatório, tendo em vista que sua metodologia está definida</p>	<p>A metodologia para o cálculo do Fator X está definida na Resolução 84/2025, logo não cabe consulta pública para adequação metodológica ao Fator X que eventualmente se aplique no 2º ciclo Tarifário.</p> <p>Considerando ainda que o Fator X deve ser calculado antes do início do novo ciclo tarifário, ou seja, no momento da Revisão Tarifária Quinquenal, ainda que com aplicação anual, entende-se que a não definição do Fator X, neste momento, equivale a não aplicação do Fator X no 2º ciclo regulatório. Ou seja, a definição do</p>	<p>Aceita.</p> <p>Considerando esta e outras contribuições, a ARSP adotará um fator X igual e 0 para o 2º ciclo tarifário, conforme detalhamento apresentado na nota técnica final.</p>

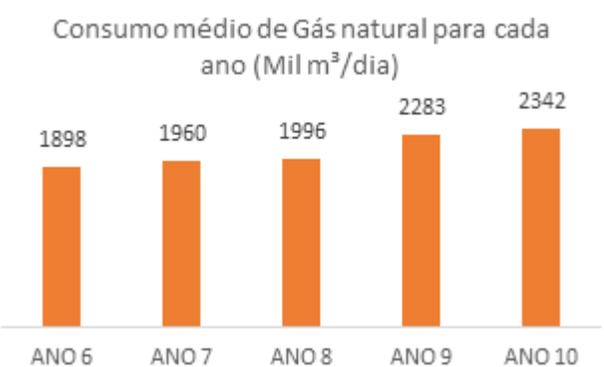
	<p>no item 101 da seção IX da Resolução ARSP nº 084/2025.</p>	<p>Fator X deverá ser postergada para etapa da revisão tarifária a ser aplicada no terceiro ciclo tarifário, em respeito ao princípio da previsibilidade regulatória e segurança jurídica.</p> <p>O Fator X é componente estrutural do modelo de revisão tarifária e uma definição fora do período da RTO contrasta com previsões estabelecidas no Contrato de Concessão e na Lei nº 827/2016 (a seguir reproduzidas) e com tratamento amplamente consolidado em outras agências reguladoras estaduais, como ARSESP, p.ex. Trata-se de uma inovação que pode comprometer a estabilidade e segurança jurídica do negócio, a previsibilidade regulatória e o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, ensejando a Revisão Tarifaria Extraordinária.</p> <p>Definição do Contrato de Concessão “XVIII - FATOR X: índice estabelecido pelo REGULAMENTO por ocasião da RTO, que tem por objetivo repassar os potenciais</p>	
--	---	---	--

		<p>ganhos de produtividade da CONCESSIONÁRIA.”</p> <p>Lei nº 827/2016 “Art. 30. <u>Quanto à regulação tarifária</u> dos serviços públicos descritos no art. 4º desta Lei Complementar, caberá a ARSP analisar, opinar e decidir sobre tarifa, reajustes anuais e revisões tarifárias, <u>de forma a garantir a estabilidade e a segurança dos negócios existentes.</u> (Redação dada pela Lei Complementar nº 954, de 2 de setembro de 2020)</p> <p>Parágrafo único. <u>A regulação tarifária</u> de que trata este artigo <u>deve ser analisada a cada 5 (cinco) anos, de forma a garantir a estabilidade e a segurança dos negócios existentes.</u> (Redação dada pela Lei Complementar nº 954, de 2 de setembro de 2020).”</p>	
--	--	---	--

15. CONTRIBUIÇÕES DA EMPRESA ESGÁS

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP																																																																																																		
<p>Mercado: Itens 29-41 e Tabela 8 da NT_GET_004-2025</p>	<p>Sugestão de revisão do texto dos itens da NT, conforme análise detalhada na coluna “Justificativa para o texto sugerido”.</p>	<p>Conforme destacado pela ARSP nos itens 29 a 31 da NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 04/2025, <u>o volume total distribuído pela concessionária apresentou uma queda significativa ao longo do primeiro ciclo tarifário</u>, passando de 2.542 mil m³/dia no primeiro ano regulatório (2020/2021) para cerca de 1.926 mil m³/dia no quinto ano regulatório (2024/2025), o que representa uma redução de 24% do volume distribuído. Desta forma, foi atingido o menor patamar de volume distribuído na concessão ao longo da última década. Parcela significativa desta queda se refere à redução drástica do despacho térmico no Estado.</p> <p>Dessa forma, com o objetivo de reverter a tendência de queda, a ES GÁS, conhecedora profunda da realidade de toda a sua base de clientes, realizou um estudo detalhado do mercado capixaba, identificando oportunidades de expansão da malha de distribuição de gás canalizado para atender residências, comércios, veículos e indústria. Tendo como fundamentos a análise desses dados e a taxa de remuneração aprovada por unanimidade pela Diretoria Colegiada dessa Agência na Reunião Extraordinária ocorrida em 08/04/2025, foi apresentado à ARSP um Plano de Negócios prevendo investimentos desta Concessionária da ordem de R\$ 1 bilhão, cujos projetos</p>	<p>Aceita parcialmente</p> <p>Os dados empregados na minuta da NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 04/2025 foram extraídos do arquivo “Anexo_I_Template_Requerimento_de_informações_1ª_RTO_ES_Gás editavel(1)” enviado pela concessionária.</p> <p>A Tabela 2 não contém os usuários livres do segmento industrial e matéria prima. Com a incorporação desses usuários a tabela é a seguinte:</p> <p><i>Tabela 2: Projeção de quantidade de unidades consumidoras por segmento (uc)</i></p> <table border="1" data-bbox="1659 1158 2078 1353"> <thead> <tr> <th>Segmento</th> <th>Unidade</th> <th>Ano 6</th> <th>Ano 7</th> <th>Ano 8</th> <th>Ano 9</th> <th>Ano 10</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Residencial</td> <td></td> <td>126.802</td> <td>126.723</td> <td>145.429</td> <td>164.240</td> <td>182.949</td> </tr> <tr> <td>Comercial</td> <td></td> <td>1.159</td> <td>1.454</td> <td>1.717</td> <td>2.032</td> <td>2.313</td> </tr> <tr> <td>Industrial - Cativo</td> <td></td> <td>66</td> <td>72</td> <td>78</td> <td>84</td> <td>91</td> </tr> <tr> <td>GNV</td> <td></td> <td>46</td> <td>50</td> <td>55</td> <td>59</td> <td>63</td> </tr> <tr> <td>Climatização</td> <td></td> <td>3</td> <td>3</td> <td>3</td> <td>3</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>Cogeração</td> <td></td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Matéria Prima - Cativo</td> <td>uc</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Industrial - Livre</td> <td></td> <td>3</td> <td>3</td> <td>3</td> <td>3</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>Matéria Prima - Livre</td> <td></td> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>Segmento não térmico</td> <td></td> <td>110.090</td> <td>128.286</td> <td>147.286</td> <td>166.412</td> <td>185.417</td> </tr> <tr> <td>Térmico - Livre</td> <td></td> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>Segmento térmico</td> <td></td> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td></td> <td>110.091</td> <td>128.287</td> <td>147.287</td> <td>166.413</td> <td>185.418</td> </tr> </tbody> </table>	Segmento	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Residencial		126.802	126.723	145.429	164.240	182.949	Comercial		1.159	1.454	1.717	2.032	2.313	Industrial - Cativo		66	72	78	84	91	GNV		46	50	55	59	63	Climatização		3	3	3	3	3	Cogeração		-	-	-	-	-	Matéria Prima - Cativo	uc	-	-	-	-	-	Industrial - Livre		3	3	3	3	3	Matéria Prima - Livre		1	1	1	1	1	Segmento não térmico		110.090	128.286	147.286	166.412	185.417	Térmico - Livre		1	1	1	1	1	Segmento térmico		1	1	1	1	1	Total		110.091	128.287	147.287	166.413	185.418
Segmento	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10																																																																																															
Residencial		126.802	126.723	145.429	164.240	182.949																																																																																															
Comercial		1.159	1.454	1.717	2.032	2.313																																																																																															
Industrial - Cativo		66	72	78	84	91																																																																																															
GNV		46	50	55	59	63																																																																																															
Climatização		3	3	3	3	3																																																																																															
Cogeração		-	-	-	-	-																																																																																															
Matéria Prima - Cativo	uc	-	-	-	-	-																																																																																															
Industrial - Livre		3	3	3	3	3																																																																																															
Matéria Prima - Livre		1	1	1	1	1																																																																																															
Segmento não térmico		110.090	128.286	147.286	166.412	185.417																																																																																															
Térmico - Livre		1	1	1	1	1																																																																																															
Segmento térmico		1	1	1	1	1																																																																																															
Total		110.091	128.287	147.287	166.413	185.418																																																																																															

		<p>permitirão dobrar a extensão da rede de distribuição e o número de usuários beneficiados com o fornecimento de gás canalizado, visando promover a interiorização do desenvolvimento do Estado, possibilitar a injeção de biometano na rede de distribuição, garantir a democratização energética, e, principalmente, operar de forma segura, confiável e de qualidade. Esta diversificação geográfica e de mercados também tornará os serviços de distribuição de gás canalizado, uma indústria de rede, mais robustos e saudáveis.</p> <p>Além dos pilares expostos, o Plano busca transformar o atual ciclo de retração em um ciclo de crescimento.</p> <p>A projeção é que, com os esforços comerciais da concessionária e através dos investimentos prudentes propostos, o volume distribuído no segmento não térmico tenha um incremento médio de 5,2% a.a. ao longo do 2º ciclo tarifário e alcance 2,342 milhões m³/dia no décimo ano regulatório (2029/2030) - (conforme página 22 do Plano de negócios) — um aumento de 416 mil m³/dia, crescimento que ultrapassa em mais que o dobro das projeções de 2,3% do PIB anual estimadas pela EPE até 2030, e equivalente ao volume consumido por um grande usuário industrial ou por cerca de 20 usuários industriais médios. Esse crescimento projetado reflete tanto a expansão de setores já consolidados quanto o desenvolvimento de segmentos emergentes, além do incremento da produção de</p>	<p>O ajuste está apresentado na nota técnica final.</p>
--	--	---	---

		<p>grandes usuários industriais que atualmente operam com capacidade reduzida.</p> <p style="text-align: center;">Consumo médio de Gás natural para cada ano (Mil m³/dia)</p>  <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Consumo médio (Mil m³/dia)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ANO 6</td> <td>1898</td> </tr> <tr> <td>ANO 7</td> <td>1960</td> </tr> <tr> <td>ANO 8</td> <td>1996</td> </tr> <tr> <td>ANO 9</td> <td>2283</td> </tr> <tr> <td>ANO 10</td> <td>2342</td> </tr> </tbody> </table> <p>Tendo em conta que os volumes dos grandes usuários industriais foram todos projetados com base em contratos efetivamente firmados, ou seja, com base em compromissos firmes já assumidos, mostra-se acertada a análise e conclusão dessa Agência de manter o volume proposto pela concessionária no Plano de Negócios. O cenário adotado já impõe à concessionária desafios significativos, vez que aproximadamente metade desse aumento projetado no segmento não térmico decorre da expectativa de uma possível retomada das operações de um de seus principais clientes históricos, conforme, inclusive, amplamente noticiadas, enquanto a outra metade está vinculada aos novos projetos cuja realização depende da aprovação do Plano de Negócios em sua totalidade.</p>	Ano	Consumo médio (Mil m ³ /dia)	ANO 6	1898	ANO 7	1960	ANO 8	1996	ANO 9	2283	ANO 10	2342	
Ano	Consumo médio (Mil m ³ /dia)														
ANO 6	1898														
ANO 7	1960														
ANO 8	1996														
ANO 9	2283														
ANO 10	2342														

		<p>Ou seja, no Plano de Negócio adotou-se uma premissa realista, clara e transparente: as projeções de todos os volumes atreladas a compromissos firmes dos usuários e incorporando também o incremento referente a retomada de operações de grande usuário levada ao conhecimento público. As projeções da ES Gás ignoram as instabilidades recentes nos mercados internacionais que também afetam o seu volume distribuído. Assim caso novos contratos sejam assinados e homologados em tempo durante este processo revisional a projeção poderá ser alterada. Este formato é sem dúvida o formato mais adequado para projetar compromissos em uma indústria de rede, em que há conhecidamente alto investimento inicial e retornos em prazos longos, já que visa à estabilidade e à transparência almejada pela própria Agência, conforme explicito nos itens 09, 20, 180 e 181 da NT, e em todo o arcabouço regulatório.</p> <p>Nesse contexto, eventuais propostas de alterações dos volumes, sem conhecimento profundo dos mercados e sem a evidência factual dos termos contratuais assinados com os usuários, afetarão sobremaneira o equilíbrio econômico-financeiro da Concessão ao longo do segundo ciclo tarifário, conforme já dolorosamente experimentado no primeiro ciclo tarifário, ensejando a necessidade de utilização dos remédios regulatórios previstos no Contrato de Concessão, especialmente na Clausula XIII.</p> <p>Com relação ao segmento termoelétrico, onde a NT apresenta um aumento de volume de 2 (duas) vezes maior frente ao projetado por esta Concessionária no Plano de Negócios</p>	
--	--	--	--

(apresentado na página 22), ressaltamos a falta de uma justificativa técnica alinhada a dinâmica do setor elétrico. Este assunto será detalhado em linha específica desta contribuição à CP.

Abaixo detalhamos incorreções pontuais na NT da CP 006/2025:

- a. Item 36 - Tabela 4 - Projeção da quantidade de usuários: Algumas linhas da Tabela da NT apresentam divergências com respeito aos números constante no Plano de Negócios enviado, na página 224. Seguem as linhas a serem corrigidas:

Segmento	Unidade	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Industrial	UC	69	75	81	87	94
Matéria Prima	UC	1	1	1	1	1
Segmento nãoUC térmico		110.086	128.282	147.282	166.408	185.413
Segmento térmico	UC	1	1	1	1	1
Total	UC	110.091	128.287	147.287	166.413	185.418

<p>Segmento veicular: Item 42 e 44 da NT_GET_004-2025</p>	<p>Sugestão de revisão do texto dos itens da NT, conforme análise detalhada na coluna “Justificativa para o texto sugerido”.</p>	<p>Solicita-se a exclusão da constatação contida neste item, pois é inadequada e não reflete corretamente a realidade fática.</p> <p>Conforme demonstrado na Tabela 1 da NT, houve uma retração significativa no consumo de GNV no primeiro ciclo, com volumes para o ano 2024/2025 cerca de 50% inferiores aos realizados em 2020/2021 quando, em seu auge, houve demanda em torno de 141 mil m³/d para este segmento. Trata-se de uma tendência negativa, gerada por fatores macroeconômicos e por políticas de preços de combustíveis líquidos que transcendem ao controle da concessionária, dessa Agência e do Estado do Espírito Santo, e que foi amplamente observada por todas as outras distribuidoras do país.</p> <p>Diante deste cenário, as projeções apresentadas pela concessionária no Plano de Negócios 2025/2030, nas páginas 43 e 44 não apenas refletem o esforço planejado para interromper a trajetória de queda, mas também para estabilizar e depois crescer em termos tanto de volumes como de unidades usuárias e consumidoras ao longo do segundo ciclo tarifário (conforme Tabela 7), impulsionados pelos investimentos previstos.</p> <p>Esse crescimento projetado não se limita às ações voltadas à conversão veicular, mas contempla também estratégias de indução ao uso do GNV no transporte público, transporte de cargas e frotas cativas, em substituição ao diesel conforme detalhado no plano de negócios submetido por esta concessionária (entre a página 57 e 61 do capítulo “4.2.a.</p>	<p>Não aceita.</p> <p>Como foi indicado na NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 04/2025, retirando a demanda associada aos projetos de investimentos, o segmento GNV apresenta uma variação mínima entre os 21.882 m³ do ano 6 e os 22.448 m³ do ano 10. Segundo o indicado pela concessionária no próprio plano de negócios, há 18 ações do programa de governo ES MAIS+GÁS, que tem por objetivo o fomento a utilização do gás natural via GNV, incluindo uma redução do ICMS para o GNV de 17% para 12%.</p> <p>Portanto, considera conservadora a demanda do segmento GNV para o cenário sem projetos de investimento, uma vez que apresenta apenas um crescimento vegetativo mínimo e não uma expansão como poderia ser esperável a partir da adoção do programa ES Mais+Gás.</p>
---	--	--	--

		<p>AMPLIAÇÃO DOS CORREDORES SUSTENTÁVEIS PARA O SISTEMA DE TRANSPORTE)”. Destaca-se a meta de atingir em 2030 um volume de comercialização 27% superior ao maior valor histórico já registrado neste segmento.</p> <p>Diante disso, reitera-se, não procede a avaliação de que as projeções apresentadas estariam dissociadas das iniciativas do programa ES MAIS+Gás, que juntamente ao Plano de Descarbonização e Neutralização de Emissões, ES500 e ES Carbono Zero balizaram a permeiam todo o Plano e Negócios. Ainda mais em se considerando que tal comentário não veio acompanhado de quaisquer projeções ou análises que suportassem tal afirmação.</p>	
<p>Segmento térmico: Itens 45-47 NT_GET_004-2025</p>	<p>Sugestão de revisão do texto dos itens da NT, conforme análise detalhada na coluna “Justificativa para o texto sugerido”.</p>	<p>Esta Concessionária é frontalmente contrária a qualquer alteração de volume sem embasamento, técnico ou comercial, especialmente quando se trata de segmento cujo usuário não é gestor de sua demanda.</p> <p>O despacho das usinas termelétricas a gás natural no Brasil é dependente de uma série de fatores intrínsecos ao sistema elétrico, como o regime hídrico, a participação de fontes renováveis e ordens de mérito de geração, sem considerar alterações regulatórias ou derivadas de decisões do Operador Nacional do Sistema. Essa miríade de fatores, associados, inclusive, às políticas de incentivos às renováveis, bem como à medidas de proteção contra eventos climáticos extremos, tornam a projeção de volumes não firmes do segmento termelétrico absolutamente imprevisíveis e com impactos</p>	<p>Aceita parcialmente.</p> <p>A concessionária indica em sua contribuição, ser contrária a qualquer alteração de volume sem embasamento, técnico ou comercial, mas não apresentou nenhum estudo técnico avaliando a demanda térmica, já que a mesma foi projetada a partir das quantidades atualmente contratadas (considerando um ano de hidrológico favorável).</p> <p>Isso posto, entende-se que a projeção da ES Gás é muito conservadora, ao não</p>

		<p>materiais no cálculo do P0 em revisões tarifárias das distribuidoras de gás canalizado.</p> <p>A variabilidade na demanda de eletricidade possui diversos condicionantes como por exemplo condições climáticas, eventos sazonais e mudanças no comportamento do consumidor de energia elétrica, o que dificulta o planejamento preciso do despacho das usinas termoeletricas. Além disso, a intermitência de fontes renováveis de energia, como solar e eólica, exige ajustes frequentes na modalidade de geração térmica a gás para equilibrar a oferta e a demanda, como por exemplo, a inclusão de despachos horários ao invés de diários, tornando ainda mais complexas as previsões de acionamento das usinas.</p> <p>Outro aspecto importante ocorre quando há necessidade de despacho. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) determina a ordem de entrada em operação de cada usina termelétrica com base em uma série de critérios técnicos e econômicos, chamada de “ordem de mérito”, despachando usinas de acordo com seus custos variáveis, disponibilidade e flexibilidade.</p> <p>Os volumes realizados no primeiro ciclo não são certamente uma base adequada para a projeção do segmento termoeletrico, menos ainda para a UTE Linhares, a qual até o ano 03 esteve contratada com um contrato inflexível e que, conforme de notório conhecimento, inclusive da Agência, conforme Carta DPR 20/2023 - Mudanças do Regime de</p>	<p>considerar nenhum ano hidrológico desfavorável.</p> <p>A partir do indicado na contribuição, a ARSP ajustou a projeção de receita.</p> <p>Em complemento, verificar o indicado nas Contribuições da ABEGÁS e ABRAGET.</p>
--	--	---	--

		<p>Operação (Térmicas), passou a operar em regime totalmente flexível.</p> <p>Por conta disso, o volume térmico caiu mais que 90% na comparação anual. No final do ano 5, os clientes térmicos foram acionados em média apenas 7% dos dias, sem consumir sua capacidade total. Adicionalmente, a partir de janeiro de 2026, todos estarão descontratados, com retomada apenas da UTE Linhares em julho de 2026 devido ao LRCAP21.</p> <p>Quaisquer volumes que forem adicionados de forma arbitrária e sem embasamento técnico, conforme superficialmente descrito ao item 45.i da NT (“expectativa de entrada de novas térmicas, decorrentes do novo leilão de reserva de capacidade (LRCAP) com volume alocado na linha da UTE Linhares”), certamente devem ser excluídos da projeção.</p> <p>Frisamos que o LRCAP25 foi cancelado e não há previsão alguma para sua realização. Mesmo que ocorresse ao longo do ciclo, ainda assim haverá necessidade de adequação e/ou construção de eventual parque térmico, cujo prazo certamente irá além de 31/07/2030. Basta ver que os volumes do LRCAP21 se refletirão somente a partir de julho 2026.</p> <p>Adicionalmente, porém não menos importante, não foi previsto no Plano de Negócios projetos de investimento para conexão de novas térmicas.</p> <p>Cabe aqui lamentar que a proposta contida na NT 004/2025 é de claro desincentivo a conexão de novos usuários do</p>	
--	--	---	--

		<p>segmento Termelétrico. A citada NT, arbitrariamente, desconsiderou que os investimentos adicionais realizados para conexão de 03 (três) usinas termelétricas não foram remuneradas no primeiro ciclo e ainda assim, indevidamente, considerou para efeito da redução da Margem Média as receitas destas UTES, ou seja, aquelas não previstas no Plano de Negócios do primeiro ciclo. É certo que o proposto na NT causa evidente prejuízo e desafia o direito explícito da Concessionaria previsto no Contrato de Concessão e concede a Concessionaria o direito de negar a conexão de novos empreendimentos térmicos.</p> <p>As projeções do Plano de Negócio (a partir da página 46), adotaram níveis de despacho semelhantes aos do ano 5, em que a UTE Linhares já operava em regime flexível, mesmo com seis meses sem contratação e, para os anos posteriores, 7% de despacho sobre a capacidade total da usina, já superior à expectativa de despacho/ano prevista no edital do LRCAP/2021, em que consta uma estimativa de despacho anual de 120 horas (5 dias por ano).</p> <p><u>Em nome da responsabilidade de projeções com bases técnicas, conforme observadas adequadamente no volume não térmico, solicita-se, portanto, a manutenção da projeção de volume para a UTE Linhares conforme Plano de Negócios.</u></p> <p>Com relação as demais UTEs (Linhares Expansão, Povoação e Tevisa), para as quais que não há previsão de despacho nem de assinatura de contratos no curto prazo, solicitamos a</p>	
--	--	---	--

		alteração da projeção de receitas (Parcela de Reserva de Capacidade), as quais foram mantidas de forma evidentemente inadequada na planilha de cálculo do P0, referente ao período de janeiro a julho de 2026, para o qual encontram-se descontratadas, e, portanto, sem previsão legal.	
Mercado Livre: Itens 48-50 NT_GET_004-2025	Sugestão de revisão do texto dos itens da NT, conforme análise detalhada na coluna “Justificativa para o texto sugerido”.	Com relação aos itens 48-50 da NT, onde consta que “segundo a previsão da concessionária, para este ciclo tarifário não está prevista a migração de nenhum usuário adicional ao mercado livre”, ressalta-se que a projeção dos volumes se baseia estritamente nos contratos assinados até a presente data, não havendo, portanto, por parte da Concessionaria, previsão alguma de migração de usuários para o mercado livre e/ou retorno para o mercado cativo. A ES Gás, entretanto, informa que manterá a sua política de auxiliar ativamente os clientes na busca da sua decisão que traga, a todos e a cada um deles, o melhor balanço de competitividade, riscos e segurança de abastecimento que lhes convier.	Não aceita. O texto incorporado na minuta da NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 04/2025 corresponde a uma declaração da concessionária, que indicou que para este ciclo tarifário não está prevista a migração de nenhum usuário adicional ao mercado livre.
<i>Base de Remuneração Regulatória Inicial: Itens 51-56</i> NT_GET_004-2025	Sugestão de revisão do texto dos itens da NT, conforme análise detalhada na coluna “Justificativa para o texto sugerido”.	a. Com relação à base blindada (até 31/07/2024), solicita-se a adequação da divergência de R\$ 41 milhões (em valores de abril/2025) entre os dados considerados por esta Agência e os apresentados pela concessionária na carta ES GÁS/DAC/GREG nº 035/2025, efetivamente considerado pela concessionária em seu Plano de Negócios (páginas 207 e 208).	a. Aceita. Em relação ao mencionado na alínea "a", informamos que a BRR Inicial foi considerada com base no laudo de avaliação elaborado pela Real Valor, e contempla a soma da Base Blindada (BB) e da Base Incremental (BI). A

Arquivo da Concessionária

BRR Inicial (B.B + B.I) - Valor Bruto jul/24, em moeda de ABRIL de 25	
%IGP/M	1,060336058
BRR Inicial	1.203.181.301,52
Ativos de conversão	32.265.819,91
Estações de Transferência de Custódia - ETC	907.724,89
Estações de Controle de Pressão	45.738.996,14
Estações de Distribuição	6.600.117,87

Arquivo da Agência

BRR Inicial (B.B + B.I) - Valor Bruto jul/24, em moeda de abril de 25	
BRR Inicial	1.161.834.597
ATIVOS DE CONVERSÃO	32.558.905,26
CONJUNTO DE REGULAGEM E MEDIÇÃO - CRM, MEDIDORES E RAMAIS	55.190.817,66
EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENEFICÍCIAS - ADMINISTRAÇÃO	324.044,46
EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENEFICÍCIAS - DISTRIBUIÇÃO	50.857.907,74
EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENEFICÍCIAS - OUTROS	1.343.785,44

Causa surpresa o fato de que o laudo de avaliação de ativos tenha sido incorporado parcialmente. Frisamos, o Laudo de Base de Remuneração apresentado foi desenvolvido com elevado rigor técnico e metodológico, seguindo fielmente as diretrizes previamente aprovadas pela ARSP, conforme estabelecido na Resolução ARSP nº 080, além de outros documentos normativos pertinentes. Todas as etapas do trabalho foram conduzidas com base em metodologias amplamente reconhecidas e em dados sólidos, obtidos a partir de fontes consagradas e instituições de referência no cenário nacional.

diferença observada decorre da atualização monetária, a qual não foi refletida de forma adequada, uma vez que o modelo fornecido pela ESGás não possuía vínculos diretos nas fórmulas utilizadas para contemplar corretamente o impacto da referida atualização. Essa situação foi corrigida, de modo a refletir adequadamente os efeitos da atualização monetária.

b. Não aceita

As projeções de investimento para o Ano 5 não serão alteradas, uma vez que estão em conformidade com as previsões informadas pela própria concessionária em seus documentos oficiais.

		<p>Vale destacar que a empresa avaliadora responsável pela elaboração do Laudo, a Real Valor, é homologada pela ARSP e possui ampla e comprovada experiência no setor de energia elétrica e gás natural, tanto no Brasil quanto no exterior, o que reforça ainda mais a legitimidade e a qualidade técnica do trabalho realizado.</p> <p>Diante disso, eventuais sugestões de ajustes ou alterações no conteúdo do laudo podem ocorrer com base em justificativas técnicas claras e devidamente fundamentadas, antes da aprovação do PO para este ciclo tarifário. É fundamental que qualquer eventual divergência seja tratada por meio de diálogo técnico qualificado, com abertura para discussão e construção conjunta de soluções, evitando decisões unilaterais ou arbitrárias que possam comprometer a previsibilidade e a segurança regulatória.</p> <p>A postura da ARSP, ao alterar de forma arbitrária o valor da Base Inicial blindada, além de carecer de fundamentação técnica e da transparência devida, representa um desvio evidente do Regulador frente aos princípios de previsibilidade e segurança jurídica postulados inúmeras vezes ao longo da NT, e que devem nortear o processo de Revisão Tarifaria.</p> <p>Se, como é de se supor, foi um erro de transcrição de números na planilha, ou de atualização monetária da base inicial para abril de 2025, já que na NT consta explicitamente “O valor da BRR Inicial da ES Gás foi obtido do laudo elaborado pela avaliadora de ativos contratada pela Concessionária” e</p>	
--	--	---	--

		<p>“Registra-se que as informações apresentadas no laudo de avaliação foram incorporadas no cálculo da margem média preliminar”, solicitamos o devido ajuste na BRR Inicial e, por consequência, no cálculo da Margem Média.</p> <p>b. Com relação ao investimento projetado para o ano 05, a NT considera a previsão de investimento informado pela ES Gás para o período posterior ao laudo de avaliação, compreendido entre agosto de 2024 e julho de 2025, conforme apresentado no documento Excel “Anexo I. Planilha com dados solicitados”. Frisa-se que até abril do ano 5, faltando 3 meses para o fim do quinto ano regulatório, a concessionária já investiu R\$ 83,4 milhões, ou seja, cerca de R\$ 9,3 milhões por mês, sendo que a estimativa contida no Plano de Negócio foi de R\$ 100 milhões no ano se mostra conservadora.</p>	
<p><i>Investimentos: Itens 57-73</i> NT_GET_004-2025</p>	<p>Sugestão de revisão do texto dos itens da NT, conforme análise detalhada na coluna “Justificativa para o texto sugerido”.</p>	<p>Primeiramente, cabe esclarecer que um plano de investimento é uma peça única, harmônica e integrada ao Plano de Negócio: os componentes do plano - financeiros (investimentos e custos), operacionais (redes e instalações) e mercadológicos (consumidores e volumes) — atuam em sintonia, com equilíbrio e propósito.</p> <p>E o propósito do plano de investimento da ES Gás, (disposto a partir da página 50 em seu plano de negócios) é claro: dobrar a extensão da rede de distribuição e o número de usuários beneficiados com o fornecimento de gás canalizado, visando promover a interiorização do desenvolvimento do Estado,</p>	<p>Não aceita.</p> <p>Conforme estabelecido na Resolução ARSP nº 084, de 26 de fevereiro de 2025, o inciso 5 determina que “o estabelecimento da margem média de distribuição observará os estímulos à eficiência, modicidade tarifária e previsibilidade das regras, refletidos na definição de cada uma de suas componentes”.</p>

		<p>possibilitar a injeção de biometano na rede de distribuição, garantir a democratização energética, e, principalmente, operar de forma segura, confiável e de qualidade, recuperando as condições dos ativos.</p> <p>Isso tudo com cerne nos objetivos do Estado, tais como os previstos no ES MAIS+Gás, juntamente ao Plano de Descarbonização e Neutralização de Emissões, ES500 e ES Carbono Zero, e visando a um objetivo fundamental para os capixabas: desenvolver a infraestrutura que o Espírito Santo precisa.</p> <p>Com base nestas premissas, que é louvável a iniciativa da ARSP de manter todos os projetos previstos no Plano de Negócios, todos os quais passaram pelo crivo da viabilidade técnica e comercial nos moldes da Resolução 84/2025.</p> <p>Com relação a redução nos custos modulares proposta pela NT 004/25 (páginas 55 e 56), especificamente nos itens relacionados à construção e montagem de tubulações de aço, apresentamos a seguir o detalhamento da composição de materiais, acessórios e serviços vinculados. Ressaltamos que os custos modulares contemplam, além dos materiais e execução de obra, os valores referentes à elaboração de projetos, fiscalização, cadastramento da infraestrutura, testes, sinalização e sistemas de proteção catódica, entre outros.</p> <p>Como evidência da aderência a esses critérios, foram encaminhadas à ARSP através da carta ES GAS/DAC/GREG N°</p>	<p>Adicionalmente, nos termos do inciso 27 da mesma Resolução, <i>“o regulador poderá aprovar ou solicitar modificações nos planos de investimentos apresentados pela concessionária (...).”</i></p> <p>Dessa forma, a modificação dos valores unitários propostos para alguns tipos de ativos previstos no plano de investimentos está dentro da competência do regulador, podendo ser realizada com o objetivo de reconhecer apenas os investimentos considerados prudentes e compatíveis com os princípios regulatórios aplicáveis.</p> <p>Apresenta-se a seguir uma tabela comparativa entre os valores unitários propostos pela Concessionária, os valores adotados pela ARSP com base nos valores históricos e os valores observados em processos regulatórios de outras distribuidoras de gás canalizado:</p> <p><i>Tabela 3: Comparativa valores unitários</i></p> <table border="1" data-bbox="1659 1329 2078 1406"> <thead> <tr> <th>Ativo</th> <th>Valor unitário da ES Gás (R\$ Out 24)</th> <th>Valor proposto pela ARSP (R\$ Out 24)</th> <th>Gasnig (R\$ Out 24)</th> <th>Necta (R\$ Out 24)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>km de rede aço (R\$/km)</td> <td>1.430.568</td> <td>1.117.790</td> <td>1.193.158</td> <td>923.872</td> </tr> <tr> <td>RP (R\$/ERP)</td> <td>747.634</td> <td>252.272</td> <td>156.727</td> <td>431.848</td> </tr> </tbody> </table>	Ativo	Valor unitário da ES Gás (R\$ Out 24)	Valor proposto pela ARSP (R\$ Out 24)	Gasnig (R\$ Out 24)	Necta (R\$ Out 24)	km de rede aço (R\$/km)	1.430.568	1.117.790	1.193.158	923.872	RP (R\$/ERP)	747.634	252.272	156.727	431.848
Ativo	Valor unitário da ES Gás (R\$ Out 24)	Valor proposto pela ARSP (R\$ Out 24)	Gasnig (R\$ Out 24)	Necta (R\$ Out 24)														
km de rede aço (R\$/km)	1.430.568	1.117.790	1.193.158	923.872														
RP (R\$/ERP)	747.634	252.272	156.727	431.848														

076/2025 as notas fiscais de aquisição de materiais e os contratos vigentes com prestadores de serviço especializados.

Descrição do serviço/material	Unidade	Qtd	Valor unitário	Valot total
Projeto executivo	m	1000	10,52744	10527,44
Projeto catódica	m	1000	1,73925	1739,25
Projeto sinalização	m	1000	5,5578	5557,8
Projeto geométrico	m	1000	2,833	2833
Serviço de levantamento topográfico	m	1000	11,94	11940
Montagem de tubulação de aço 6" por md ou mnd	m	1000	607,07	607070
Teste hidrostático, limpeza, secagem e inertização 6"	m	1000	29	29000
Interligação em rede existente 6"	unid	1	97100,52	97100,52
Montagem de válvula de aço 6"	und	1	44083,83	44083,83
Fornecimento de as built	m	1000	6,17	6170
Fornecimento de data book	unid	1	41432,27	41432,27
Serviço de trepanação até 8" (150# e 300#)	vb	1	38002,94	38002,94
Gerenciamento (premissa rateio contrato reenergisa)	vb	450	162,93	73318,5
Tubo aço api 5l grb esp 6,4 mm com ou sem costura com res. em polietileno tripla camada	m	1050	272,77	286408,5
Válvula esfera 6" solda topo ansi b16.25 classe 150# astm a216-wcb top entry	Unid	1	40050	40050
Válvula esfera 1" solda topo ansi b16.25 classe 800# astm a105	Unid	2	4010	8020
Fitting 8" com reforço circular completo para bloqueio com desvio no mesmo diâmetro (3way)	Unid	1	127215,21	127215,21
				1.430.469

Com relação ao custo modular da ERP, abaixo segue a composição dos custos modulares destes equipamentos:

Descrição do serviço/material	Unidade	Qtd	Valor unitário	Valot total
Projeto executivo de erp	und	1	15100	15100
Mapeamento de interferências com pipe locator e gerador gpr	m	30	22,96	688,8
Montagem de tubulação de aço 6" por md ou mnd	m	30	670,07	20102,1
Teste hidrostático, limpeza, secagem e inertização	m	30	29	870
Montagem de válvula de aço 6"	und	2	44083,83	88167,66
Derivação de 6" para 6" classe 150	und	1	97100,52	97100,52
Fornecimento de data book de erp	unid	1	7730,13	7730,13
Gerenciamento (premissa rateio contrato reenergisa)	vb	450	162,93	73318,5
Estação reductora secundaria 10280976	Unid	1	327000	327000
Tubo aço api 5l grb esp 6,4 mm com ou sem costura com res. em polietileno tripla camada	m	30	272,77	8183,1
Válvula esfera 6" solda topo ansi b16.25 classe 150# astm a216-wcb top entry	Unid	2	40050	80100
Válvula esfera 2" solda topo ansi b16.25 classe 150# astm a216-wcb top entry	Unid	2	14470	28940
				747.301

Adicionalmente, causa espanto e gera insegurança jurídica quando o Regulador muda repentinamente, subjetivamente e de maneira casuística seu próprio posicionamento sobre qual

Nota: Os valores da concessionária Gasmig foram obtidos a partir da Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022, enquanto os da Necta foram extraídos do documento NT.F-0069-2020, ambos atualizados monetariamente para outubro de 2024.

Como é possível visualizar na tabela o valor reconhecido pela ARSP chega a ser superior ao valor reconhecido por outras agências reguladoras.

Além disso, o orçamento pode não refletir adequadamente o valor eficiente.

Como exemplo, podemos mencionar o que acontece no laudo de avaliação da BRR inicial da própria concessionária que apresenta valores orçamentais muito superiores ao valor efetivamente realizado do investimento. Para demonstrar, apresentamos um extrato de determinados ativos pertencentes ao grupo "REDE DE DISTRIBUIÇÃO CONSTRUÍDA EM AÇO", adquiridos recentemente, cujos valores orçados com fins de valorização no laudo são superiores ao valor efetivamente realizado:

		<p>tarifário). A projeção é que, com os esforços comerciais da concessionária e através dos investimentos prudentes propostos, o volume distribuído tenha um incremento médio de 5,2% a.a., ao longo do 2º ciclo tarifário no segmento não térmico e alcance 2.342 mil m³/dia no décimo ano regulatório (2029/2030) — um aumento de 416 mil m³/dia, crescimento equivalente ao volume consumido por um grande usuário industrial ou de 20 usuários industriais médios. Isso demonstra a prudência com que o plano foi desenhado.</p> <p>A mesma prudência norteou a seleção dos investimentos que a NT define como “não vinculados a incremento de demanda”. Como seria possível pensar em uma concessionária que não invista em segurança, que não troque oportunamente os ativos que caem em obsolescência ou que constituam risco para a comunidade, que não invista em uma frota de veículos adequada que permita a todos os empregados de desempenhar suas funções sem prejudicar sua vida, saúde, assim como a vida de terceiros? Que não invista em sistemas informatizados para melhor controle operacional e respostas a emergências, assim como melhor atendimento as demandas dos consumidores? Qual seria o sentido de dobrar a rede de distribuição e a quantidade de usuários sem ter uma base sólida de investimentos que garanta a operação eficiente da companhia e a escalabilidade da distribuição? Como não investir na transição energética cujas demandas da sociedade transformarão a forma de consumo de energia? Como não</p>	
--	--	--	--

		<p>investir para suportar os planos de desenvolvimento para o crescimento do estado propostos de Governo Estadual?</p> <p>É assim dever da Concessionária projetar e implementar ativos que garantam a segurança e a eficácia das operações, dos operadores próprios e terceirizados, dos consumidores e das comunidades no entorno das instalações de gás natural. Da mesma forma, também o é para ativos que garantam o atendimento adequado as demandas dos consumidores e da sociedade, seja para respostas a eventos climáticos extremos, seja para uma energia cada vez mais sustentável, seja para a qualidade de atendimento.</p> <p>Portanto, é imprescindível a manutenção dos investimentos detalhados no item 69 da Nota Técnica, conforme fundamentado em diversas seções do Plano de Negócios da ES Gás. A integridade das instalações deve ser prioridade, considerando que a concessão foi assumida com ativos antigos, muitos com mais de 20 anos, sem modernização, automação ou proteção adequada, o que expõe a rede a riscos operacionais e de segurança. O plano de investimentos em segurança operacional (descrito entre as páginas 146 e 202 do Plano de Negócios) delimita claramente a fronteira entre a prestação de um serviço seguro e o risco de uma crise evitável, com evidências fotográficas e técnicas que demonstram a urgência das intervenções. No caso do PE Serra, a mudança do ponto de entrega para fora da área do usuário e adjacente à via pública representa um avanço significativo em segurança, confiabilidade e resiliência do fornecimento, especialmente</p>	
--	--	--	--

		<p>para o setor industrial (item “PE Serra”, p. 144 do Plano de Negócios). A conexão Anchieta–Guarapari, por sua vez, assegura o abastecimento contínuo ao novo município atendido, reduzindo custos e riscos operacionais, além de fomentar o desenvolvimento regional (item “Interconexão Anchieta a Guarapari”, p. 109 do Plano de Negócios). Os projetos de biometano, abordados no item “Injeção de Biometano na Rede de Distribuição Canalizada” (p. 75 do Plano de Negócios) são estratégicos para a sustentabilidade do Espírito Santo, promovendo a valorização de resíduos, a redução de emissões e a diversificação da matriz energética estadual, e para aprimorar a segurança energética. Por fim, no eixo de infraestrutura e digitalização, os investimentos são essenciais para garantir conformidade tributária-jurídica-regulatória, eficiência operacional e qualidade no atendimento, conforme descrito no programa “Operação Segura, Confiável e de Qualidade” (p. 114 do Plano de Negócios), inclusive para atender à crescente demanda e à complexidade do mercado livre de gás. Esses investimentos, portanto, são não apenas justificáveis, mas indispensáveis para a segurança, sustentabilidade e expansão do serviço de distribuição de gás natural no Espírito Santo, e devem, portanto, ser mantidos em sua integralidade.</p> <p>A respeito das conversões de equipamentos para o uso do gás natural e biometano, detalhadas nos itens 70-73 da NT, é de notar que estes investimentos são expressamente reconhecidos na Lei de Criação da ES Gás, no Contrato de Concessão e na Resolução 80/2024 como uma forma de promover a expansão</p>	
--	--	--	--

		<p>nos mercados. No arcabouço regulatório e jurídico não há limitação, em termos de segmentos, para que estes investimentos sejam realizados, ressaltando sua importância para a democratização energética.</p> <p>Nesta toada, as conversões para segmentos como o residencial e comercial tem um apelo de desenvolvimento social. As conversões do segmento GNV visam tanto o desenvolvimento deste segmento, quanto a interiorização e democratização do serviço de distribuição.</p> <p>De suma relevância, a conversão de indústrias desempenha papel fundamental na promoção do uso do gás canalizado pelo setor industrial, em regiões novas ou onde a infraestrutura já está implantada, resultando em volumes incrementais significativos que contribuirão substancialmente para modicidade tarifaria e para a descarbonização. Embora, como aponta a NT, outros estados não adotem esse incentivo no setor industrial, o Espírito Santo tem um potencial relevante para uso deste mecanismo haja vista a maior necessidade de conversões de equipamentos em face do seu perfil de emissões de GEE predominante relacionado a indústria.</p> <p>Desta forma, entende-se como essencial para o atingimento das metas propostas pelo governo do estado em seu Plano de Descarbonização e Neutralização de Emissões a aprovação integral do plano de negócios e de todos os investimentos e seus respectivos montantes na forma proposta.</p>	
--	--	---	--

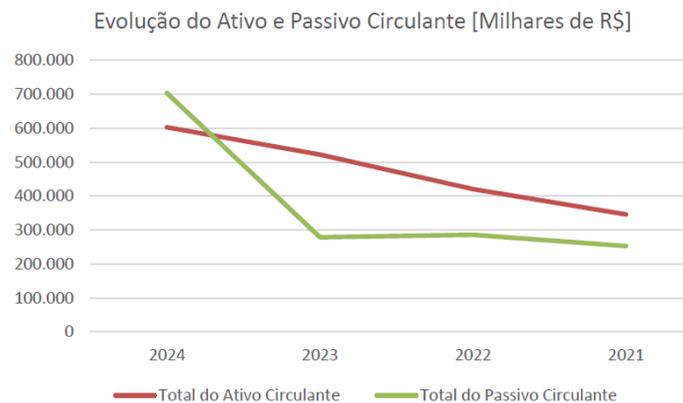
		<p>Por fim, pedimos a exclusão do previsto no item 72 da NT “Os ativos de conversão serão eliminados a partir do terceiro ciclo tarifário”. Em primeiro lugar, note-se que não há qualquer previsão regulatória que leve à eliminação destes investimentos, pelo contrário, sua amortização deve-se dar em conformidade ao anexo I da Resolução 80/2024, ou seja, em 05 anos a contar da unitização. Ademais, o Contrato de Concessão determina <i>“11.2.1. As conversões concluídas referentes ao primeiro e segundo CICLOS TARIFÁRIOS serão consideradas na BRRB, exceto se disposto em sentido contrário pela legislação estadual, e as conversões a serem realizadas nos demais CICLOS TARIFÁRIOS serão objeto de REGULAMENTO e da legislação pertinente”</i>, o que foi <u>justamente</u> refletido na Resolução 80/2024 <i>“Art. 82. As conversões concluídas até o segundo ciclo tarifário serão contabilizadas como ativos de conversão, sendo amortizados no prazo de 05 (cinco) anos. Parágrafo único. O tratamento das conversões realizadas a partir do terceiro ciclo tarifário será objeto de regulamento a ser posteriormente editado por esta entidade reguladora”</i>. Portanto, pode-se notar que, mais uma vez, o posicionamento técnico apresentado na NT 004/2025 causa espanto e gera insegurança jurídica quando o Regulador muda repentinamente, subjetivamente e de maneira casuística sua própria decisão anterior.</p>	
<p><i>Depreciação e evolução da BRR: Itens 78-86</i> NT_GET_004-2025</p>	<p>Sugestão de revisão do texto dos itens da NT, conforme análise detalhada na coluna</p>	<p>Em relação à amortização, os cálculos apresentados por esta Concessionária ao Regulador estão consistentes e refletem o previsto nas metodologias.</p>	<p>Aceita parcialmente. Foi feita a modificação da vida útil segundo o estabelecido na resolução nº080/2024 (5 anos), mas as</p>

	<p>“Justificativa para o texto sugerido”.</p>	<p>Ao mesmo tempo detectamos alguns pontos de divergência entre as normas e as memórias de cálculo publicadas na CP 006/2025, especialmente para <u>investimentos em conversões, sendo que não há quaisquer divergências entre a metodologia aplicada pela Agência e o entendimento desta Concessionária no período que abrange o primeiro ciclo.</u> Para este tipo de investimento, a ARSP utiliza corretamente, e conforme normas transcritas a seguir (Art. 80 e 82 da Resolução 80/2024), a taxa de amortização de 20%.</p> <p>“Art. 80. (...) § 2º A aplicação das taxas de amortização estabelecidas nesta resolução se dará a partir de 01 de agosto de 2025, <u>observado o disposto no art. 82</u>”.</p> <p>“Art. 82. <u>As conversões concluídas até o segundo ciclo tarifário serão contabilizadas como ativos de conversão, sendo amortizados no prazo de 05 (cinco) anos.</u>”</p> <p>Em resumo,</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) Todos os ativos unitizados até 31/07/2025 deverão ser amortizados até o fim da Concessão – <i>“mantendo-se as taxas atuais aos ativos do primeiro ciclo, determinadas pela vigência contratual”</i> (ii) a partir de 01 de agosto de 2025 se aplicam as novas taxas para todas as classes de ativos – <i>“A aplicação das taxas de amortização estabelecidas nesta resolução se dará a partir de 01 de agosto de 2025”</i> (iii) a) para todos os ativos de conversão unitizado até o último dia do primeiro ciclo tarifário, a taxa de 	<p>depreciações dos ativos de conversão serão ajustadas no segundo ciclo, a partir do valor líquido desses ativos no ano 5 (final do primeiro ciclo tarifário), considerando que o valor já depreciado das conversões da base blindada e a incremental foram remuneradas pela margem de distribuição do ciclo anterior.</p> <p>No que se refere à solicitação de exclusão do item 72 da Nota Técnica, que trata da retirada dos ativos de conversão a partir do terceiro ciclo tarifário, deve-se considerada a resposta apresentada na contribuição Investimentos: Itens 57-73.</p>
--	---	--	--

		<p>amortização utilizada dentro do mesmo primeiro ciclo tarifário deverá ser a de até o fim da Concessão, de maneira à não afetar o equilíbrio econômico-financeiro deste ciclo;</p> <p>b) porém, a partir de 01/08/2025, tanto para o saldo não totalmente depreciado dos ativos de conversão unitizados até 31/07/2025 quanto para os ativos de conversão unitizados de 01/08/2025 em diante, deverá ser aplicada a taxa de amortização de 05 anos.</p> <p>Na memória de cálculo publicadas na CP 006/2025 há uma divergência na aplicação do item (iii) b.</p> <p>Ao considerar investimentos unitizado até o quarto ano regulatório, na planilha, é mantida a taxa de amortização de até o final da Concessão, mesmo para o segundo ciclo tarifário. Estes ativos não podem ser amortizados até o fim da Concessão, sob pena de contradizer a Resolução 80/2024 acima citada e de manter ativos de conversão na base até 2045, o que evidentemente contradiz o objetivo das normas citadas.</p> <p>Por conta disso, solicitamos o ajuste da memória de cálculo para refletir a previsão normativa, de amortizar todas as conversões à taxa de 20% a.a. a partir de 01/08/2025, independentemente do ano de suas respectivas unitizações.</p> <p>Adicionalmente, será necessária a exclusão do item da NT “72. Os ativos de conversão serão <u>eliminados</u> a partir do terceiro ciclo tarifário, e seu tratamento será endereçado em</p>	
--	--	---	--

		<p>regulamento futuro”. Todo o arcabouço regulatório é claro em enfatizar a importância desta oportunidade de desenvolvimento social, através das conversões. Causa estranheza o Regulador, de forma unilateral, sem quaisquer embasamentos, afirmar que conversões serão <u>eliminadas</u> no terceiro ciclo. O que haverá é certamente uma amortização gradativa dos saldos do segundo ciclo e a expedição de um novo regulamento específico sobre o tema, que será objeto de consulta pública.</p>																										
<p>Capital de giro: Itens 87-98 NT_GET_004-2025</p>	<p>Sugestão de revisão do texto dos itens da NT, conforme análise detalhada na coluna “Justificativa para o texto sugerido”.</p>	<p>A NT da ARSP mostra em termos gráficos e numéricos que, conforme item 88, “a partir de 2023, a necessidade de capital de giro (NCG) virou de negativo a positivo”.</p> <p style="text-align: center;">Tabela 22: Ativo circulante operacional e Passivo circulante operacional dos anos 2021, 2022, 2023 e 2024.</p> <table border="1" data-bbox="882 826 1603 1161"> <thead> <tr> <th>Cálculo do NCGu (R\$ Dez 24)²</th> <th>2024</th> <th>2023</th> <th>2022</th> <th>2021</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ativo Circulante Operacional R\$ Dez 24</td> <td>191.994.011</td> <td>238.249.151</td> <td>249.579.135</td> <td>282.483.973</td> </tr> <tr> <td>Passivo Circulante Operacional R\$ Dez 24</td> <td>122.666.676</td> <td>297.103.782</td> <td>314.637.768</td> <td>311.282.323</td> </tr> <tr> <td>Volume distribuído em m³ ano (V)</td> <td>690.879.000</td> <td>837.273.000</td> <td>809.563.386</td> <td>981.930.623</td> </tr> <tr> <td>NCG u=(AC-PC)/(V) - (R\$ Dez 24/m³)</td> <td>0,1003</td> <td>-0,0703</td> <td>-0,0804</td> <td>-0,0293</td> </tr> </tbody> </table>	Cálculo do NCGu (R\$ Dez 24) ²	2024	2023	2022	2021	Ativo Circulante Operacional R\$ Dez 24	191.994.011	238.249.151	249.579.135	282.483.973	Passivo Circulante Operacional R\$ Dez 24	122.666.676	297.103.782	314.637.768	311.282.323	Volume distribuído em m ³ ano (V)	690.879.000	837.273.000	809.563.386	981.930.623	NCG u=(AC-PC)/(V) - (R\$ Dez 24/m ³)	0,1003	-0,0703	-0,0804	-0,0293	<p><i>Aceita parcialmente.</i></p> <p>A partir das contribuições e a respostas da concessionária aos pedidos de esclarecimentos realizados pela ARSP, a agência identificou o impacto da migração dos usuários industriais ao mercado livre no capital de giro. Ao considerar esse impacto, a ARSP modificou a metodologia de cálculo empregando os dados do balanço do ano 2024.</p> <p>Nesse ano já é possível visualizar a incidência da migração dos usuários ao mercado livre e seu impacto no ativo e passivo corrente. Além disso, a adoção do último ano disponível é uma prática habitual no setor, já que outras</p>
Cálculo do NCGu (R\$ Dez 24) ²	2024	2023	2022	2021																								
Ativo Circulante Operacional R\$ Dez 24	191.994.011	238.249.151	249.579.135	282.483.973																								
Passivo Circulante Operacional R\$ Dez 24	122.666.676	297.103.782	314.637.768	311.282.323																								
Volume distribuído em m ³ ano (V)	690.879.000	837.273.000	809.563.386	981.930.623																								
NCG u=(AC-PC)/(V) - (R\$ Dez 24/m ³)	0,1003	-0,0703	-0,0804	-0,0293																								

Figura 10: Evolução do ativo e passivo circulante da concessionária período 2024-2021.



Fonte: Balanços Patrimoniais da concessionária.

Os motivos principais desta mudança, conforme explicitado na nota técnica apresentada pela ES Gás como parte do Plano de Negócios (nas páginas 204 e 205), foram as implicações da migração da grande maioria de seu volume industrial para o mercado livre, fato que fez com que a necessidade de caixa ficasse positiva no final do primeiro ciclo tarifário e na totalidade do segundo ciclo tarifário.

Em resumo, quando o mercado industrial era prevalentemente cativo, a Concessionaria pagava faturas de gás de 30 dias aos fornecedores, após o consumo, e recebia de alguns usuários industriais valores com vencimentos menores (como quinzenais), a título de adiantamento.

agências reguladoras como ARSESP e SEDE estimam o capital de giro a partir dos dados do balanço do último ano disponível.

Com esse critério a necessidade de capital de giro por unidade de volume é de (R\$ 0,1031/m³ (abril 2025)).

		<p><u>Quando mais que 75% do mercado industrial migrou para o mercado livre, esta conta virou negativa para a concessionaria, conforme evidenciado pelo próprio estudo da ARSP.</u></p> <p>Conforme consta inclusive no Plano de Negócios, na página 4, <i>“Planejar tende a requerer crescentemente mais atenções ao futuro e às tendências, e menos ao passado”</i>. Este princípio é fundamental, pois, no caso fático, não há indicação alguma nem histórico em outras concessionárias de retorno massivo ao mercado cativo de clientes livres. Muito pelo contrário, esta tendência de saída para o mercado livre tende a ser acentuada com a redução dos limites para acesso a este mercado.</p> <p>Por conta disso, além de ser contra os princípios que regem a boa prática estatística, é inadmissível a utilização da média simples dos NCG do primeiro ciclo tarifário, para a projeção e aplicação no segundo ciclo.</p> <p>Ao item 90 da NT a ARSP afirma: <u>“Em análise, não se considera adequado que a NCGu seja definida a partir de um balanço patrimonial parcial não consolidado”</u>. Por conta disso atualizamos o cálculo apresentado no Plano de Negócios nas páginas 204 e 205, utilizando para o cálculo do NCG o período mais recente e representativo do mercado livre. <u>Considerando que a última migração, a qual representou um volume vultuoso, ocorreu em meados de novembro de 2024, o único balanço consolidado disponível com um período completo desta migração é o do 1º trimestre de 2025.</u></p>	
--	--	---	--

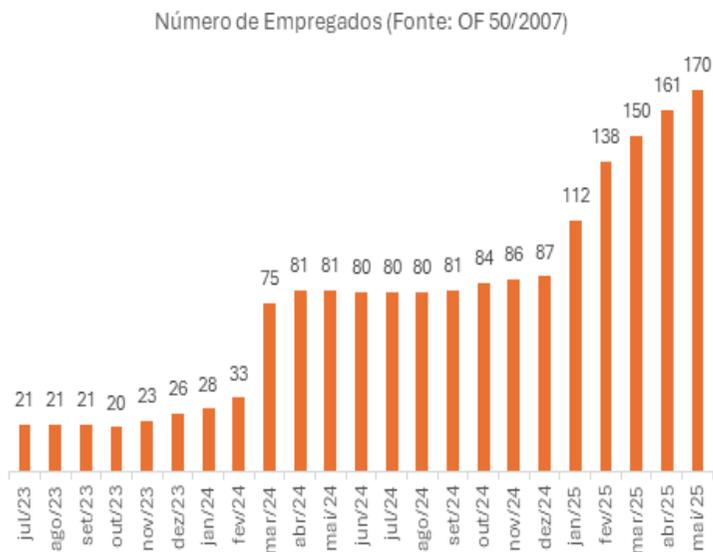
		<p>Dessa forma, o valor proposto, condizente com a situação atual e prevista para o segundo ciclo, que representa o equilíbrio econômico-financeiro da Concessão, resulta em 0,1902 R\$/m³, conforme cálculo apresentado na tabela abaixo:</p> <table border="1" data-bbox="920 424 1568 820"> <tr> <td>Base mar/2025</td> </tr> <tr> <td>Ativo Circulante Operacional mil R\$</td> </tr> <tr> <td>165 965,00</td> </tr> <tr> <td>Passivo Circulante Operacional mil R\$</td> </tr> <tr> <td>54 203,00</td> </tr> <tr> <td>Volume distribuído em mil m³ anualizado</td> </tr> <tr> <td>587 500</td> </tr> <tr> <td>NCGu R\$/m³</td> </tr> <tr> <td>0,1902</td> </tr> </table> <p>Por fim, e de forma subsidiária, caso a ARSP opte por não acatar o uso do <u>balanço trimestral de 31/03/2025</u>, que é o único documento auditado que representa corretamente a relação entre mercado livre e cativo no próximo ciclo, entendemos que a média entre o valor obtido pela ARSP utilizando as demonstrações financeira de 2024 (de 0,1003 R\$/m³) e o obtido pela análise do primeiro trimestre de 2025 (de 0,1902 R\$/m³), mesmo não representando a situação prevista no próximo ciclo, possa aproximar-se melhor ao resultado da situação real. Esta média resulta em 0,1453 R\$/m³.</p>	Base mar/2025	Ativo Circulante Operacional mil R\$	165 965,00	Passivo Circulante Operacional mil R\$	54 203,00	Volume distribuído em mil m ³ anualizado	587 500	NCGu R\$/m ³	0,1902	
Base mar/2025												
Ativo Circulante Operacional mil R\$												
165 965,00												
Passivo Circulante Operacional mil R\$												
54 203,00												
Volume distribuído em mil m ³ anualizado												
587 500												
NCGu R\$/m ³												
0,1902												
WACC:	Sugestão de revisão do texto dos itens da NT, conforme	Previsibilidade regulatória e segurança jurídica são princípios estruturantes de quaisquer serviços regulados, expressamente	Não aceita.									

<p>Itens 99-100 NT_GET_004-2025</p>	<p>análise detalhada na coluna “Justificativa para o texto sugerido”.</p>	<p>assegurado pela legislação, pelo Contrato de Concessão e por todo o arcabouço normativo vigente no Espírito Santo — cuja guarda e aplicação incondicional cabem, com legitimidade, à ARSP.</p> <p>A taxa de retorno regulatória, representada pela WACC, não pode e não deve ser tratada como variável discricionária. <u>Trata-se de um compromisso institucional assumido pela Diretoria Colegiada da própria Agência, que, em reunião extraordinária realizada em 08 de abril de 2025, aprovou por unanimidade a taxa real de 8,65%, com base em metodologia técnica e amplamente referenciada, conforme registrado em Ata², onde consta, “Após análise do relatório entregue pela Contratada e do trâmite instrumentalizado no processo 2025-WDQ84, os Diretores, por unanimidade, decidiram por aprovar a taxa de 8,65%, bem como divulgá-la”.</u></p> <p>Ao incluir a taxa na minuta da consulta pública sem a devida contextualização, pode ocorrer a interpretação de que o valor estaria ainda em debate, quando, na realidade, já está definitivamente aprovado pelo Regulador.</p> <p>Foi, inclusive, com base nesta taxa de remuneração que o Plano de Negócio foi elaborado e enviado a essa Agência Reguladora em 14/04/2025.</p> <p>Qualquer revisão dessa taxa seria totalmente arbitrária e comprometeria frontalmente a segurança jurídica, desestruturaria o planejamento de longo prazo da concessão e colocaria em xeque a credibilidade das instituições e, em</p>	<p>O cálculo da taxa de custo de capital foi mantido conforme apresentado na Nota Explicativa disponibilizada nesta Consulta Pública.</p> <p>Entretanto, cabe esclarecer que o teor da ata referenciada em nenhum momento restringe submeter o valor da taxa WACC à consulta pública.</p> <p>Além disso, é importante destacar que a ARSP considera que submeter a proposta de cálculo a debate contribui para a transparência e confiabilidade do processo de estimação de margem média de distribuição, em atendimento ao art. 2º, inciso II da Lei Complementar nº 827, de 30 de junho de 2016, sendo também, prática usual nos setores regulados.</p>
---	---	--	---

		<p>especial, da agência reguladora capixaba — hoje reconhecida nacionalmente.</p> <p>Temos a certeza de que a ARSP cumpri com os compromissos firmados, respeita suas decisões e assim vem garantindo um ambiente regulatório estável, confiável e propício à continuidade dos investimentos e à expansão dos serviços públicos essenciais à população do Espírito Santo.</p>	
<p>OPEX: Itens 101-115 NT_GET_004-2025</p>	<p>Sugestão de revisão do texto dos itens da NT, conforme análise detalhada na coluna “Justificativa para o texto sugerido”.</p>	<p>Na Nota Técnica nº 004/2025, o Regulador já reconhece de forma explícita a necessidade de expansão da estrutura organizacional apresentada no Plano de Negócios, como condição essencial para atender de maneira adequada o crescimento e as demandas do mercado capixaba. Essa validação é evidente na comparação entre a Figura 11 com a Figura 17 da NT, onde se observa, inclusive de forma gráfica, a convergência entre as projeções da Concessionária com as do Regulador quanto à destinação de R\$ 49 milhões para a rubrica Pessoal (P) no Ano 10.</p> <p>Ao mesmo tempo, o corte injustificado no Ano 06 chama atenção por sua inconsistência numérica evidente. A supressão abrupta dos valores necessários para esse período não apenas carece de fundamentação técnica, como também compromete a coerência com a série histórica apresentada. Tal corte de pessoal torna-se inviável do ponto de vista quantitativo, exigindo a necessidade de imediata revisão.</p>	<p>Não aceita.</p> <p>A projeção dos custos PMSO e o ajuste praticado pela ARSP já foi abordada em outras contribuições apresentadas ao longo deste relatório circunstanciado que devem ser consideradas em conjunto.</p> <p>A contribuição oferece uma visão parcial da estrutura de custos. É importante considerar que as atividades de uma concessionária podem ser realizadas por pessoal próprio ou terceiros contratados. Uma análise de eficiência requer uma abordagem conjunta de ambos componentes de custo (pessoal próprio e serviços de terceiros ou serviços contratados).</p> <p>A ARSP está ciente de que a expansão do serviço requer mais pessoal (ou</p>

Para projetar de forma coerente o valor de pessoal (P) necessário para o Ano 06 são necessárias 02 variáveis: (i) o número de pessoas e o (ii) custo médio unitário.

Com relação ao item (i), o gráfico a seguir apresenta o histórico do número efetivo de empregados da ES Gás, com base nos dados apresentados mensalmente ao Regulador em conformidade ao Ofício 50/2007, que demonstra que o quadro de funcionários evoluiu de 21 pessoas em 2023, para 170 em maio de 2025.



contratação de serviços terceirizados adicionais) e, por isso, projetou o custo com pessoal utilizando um valor unitário baseado em uma variável física. O que não se mostra adequado é que toda a contratação de pessoal seja realizada no primeiro ano do ciclo tarifário, quando a expansão do serviço apresenta uma tendência mais moderada. Dessa forma, foi feito um ajuste no crescimento do custo de pessoal em consonância com o crescimento da infraestrutura.

Ademais reforça-se que nos termos da cláusula 8.1 do contrato de concessão:

8.1. Na execução do objeto da CONCESSÃO, a **CONCESSIONÁRIA terá liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal e tecnologia**, obrigando-se a prestar o SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO em conformidade com a legislação, as normas técnicas, os REGULAMENTOS aplicáveis e as disposições do presente CONTRATO.

E também:

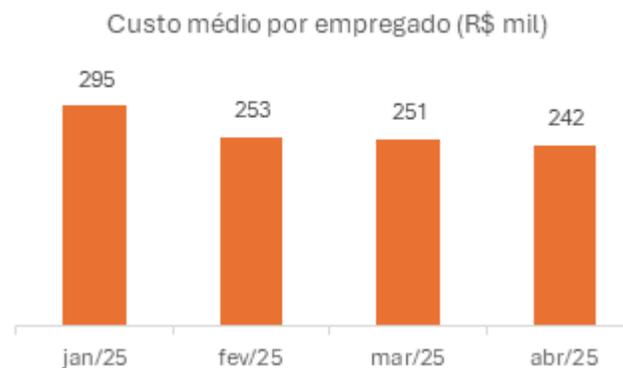
14.1. A CONCESSIONÁRIA compromete-se a preservar, durante toda a

		<p>Esta adequação da estrutura é necessária porque, como de conhecimento geral, a ES Gás foi constituída em 2020 somente com o corpo gerencial contratado, já com a decisão do Estado de ser privatizada, o que ocorreu em julho de 2023. Após esta fase, foi necessário internalizar empregados, conforme foi informado à ARSP através da Carta ES GAS/DAC Nº 01/2024 - Plano de aceleração, em que a Concessionária informou ao Regulador:</p> <p><i>“ES Gás passou e está passando por grandes transformações, conforme, inclusive, já previsto no plano regulatório 2020/2025, e que estão sendo ainda mais acentuadas, porque a empresa precisará adaptar a sua estrutura atual para uma mais robusta que atenda a níveis de serviços adequados, excelência em garantia de fornecimento e segurança operacional, trazendo as eficiências que o Grupo Energisa poderá aportar. As despesas operacionais que vinham se realizando na companhia consideravam custos não só insuficientes à adequada prestação de serviços, como também à expansão da companhia.</i></p> <p><i>Como exemplo desta mudança, a área em que haverá grande alteração em relação ao histórico recente será a de pessoal, uma vez que a ES Gás pretende aumentar o número de empregados próprios, trazendo vantagens tais como desenvolvimento de competências dos empregados primarizados, implementação de políticas e práticas de segurança operacional e maior comprometimento com os níveis de serviço aos usuários.”</i></p>	<p>concessão, condição de sustentabilidade econômica e financeira na gestão dos seus custos e despesas, da solvência de endividamento, dos investimentos em reposição, melhoria e expansão, além da responsabilidade no pagamento de tributos e na distribuição de proventos.</p> <p>Conforme já explicitado o que foi ajustado é o valor de custos a serem pagos pelas tarifas aplicáveis aos usuários da concessão, de modo a refletir preceitos do próprio contrato de concessão firmado pela ES Gás.</p> <p>O que são aprovados são os valores em reais para conta. Cabe a ES Gás geri-los e aplicá-los da melhor forma, inclusive com obrigação contratual prevista em 8.1 e 14.1. Não está sob a competência da ARSP interferir em qualquer contratação ou descontração de pessoal que atua na concessionária.</p> <p>Ademais, os valores relativos a cada conta são checados e validados junto à prestação de contas de cada ano tarifário, havendo rotineiramente ajustes entre os valores apresentados mensalmente por conta da prestação</p>
--	--	---	---

		<p>A ARSP se manifestou formalmente a respeito, através do Ofício 2024_01_31_OFARSPDG_Nº012/2024:</p> <p><i>“Após análise da documentação, pleito e justificativas apresentadas por esta concessionária, informo que a Diretoria Colegiada da ARSP deliberou a respeito do assunto, concluindo por não haver óbice quanto ao plano de aceleração de investimentos proposto, com base no disposto na cláusula 9.3.1 do contrato de concessão.”</i></p> <p>A estrutura operacional já vigente em 2025, substituiu um quadro terceirizado predominantemente composto por mão de obra de baixa especialização, promovendo um salto qualitativo na capacidade técnica da Companhia. Uma evidência concreta dessa reestruturação é a promoção de liderança especializada em SSO (Saúde, Segurança e Operações), em substituição ao modelo anterior.</p> <p>Essa reestruturação incluiu a consolidação de novas disciplinas, como a área de Proteção Catódica, atualmente composta por um engenheiro, um analista e um técnico. Ademais, ao longo do Ano 5, foram contratados 77 profissionais exclusivamente para a equipe de operação, distribuídos nas seguintes posições: 19 gasistas de manutenção e instrumentação, 10 inspetores de rede, 9 gasistas de emergência, 9 operadores do CCO (Centro de Controle Operacional), 6 gasistas de serviços especiais¹, 6 leituristas, 2 coordenadores de emergência e operações, 2 supervisores de interferência de rede e medição e emergência, 2 analistas administrativos, 2 técnicos de interferência de rede,</p>	<p>de informação do referido ofício, o que representa um indicativo do praticado, mas não necessariamente o efetivamente realizado e auditado. Nota-se que para o último ano do ciclo ainda não houve a referida apresentação. Além disso, apesar dos dados serem utilizados de forma complementar, estamos tratando da projeção para os próximos 5 anos e seus impactos nas tarifas.</p>
--	--	---	---

		<p>2 técnicos de instrumentação de gás, 3 técnicos de qualidade, medição e serviços especiais, 2 caldeireiros/soldadores, 1 analista de proteção catódica, 1 assistente técnico de qualidade e 1 analista de serviços especiais. Essa estrutura, proporciona maior flexibilidade e sinergia entre as equipes, assegurando uma atuação mais eficiente e segura.</p> <p>Em conformidade ao Plano de Negócios apresentado, na página 221, com relação ao ano 06, a ES Gás necessitará dos 187 empregados para operar de forma segura e adequada.</p> <p>A ampliação do quadro se deve à necessidade de adequar a estrutura operacional da ES Gás para atender ao crescimento projetado da base de clientes no ano 6, que deve ultrapassar 22 mil novos usuários já no ano 6, atingindo aproximadamente 110 mil unidades consumidoras (cerca de 87 mil em abril de 2025), o que representa um incremento de 25% na demanda por serviços de expansão de rede, manutenção e suporte técnico.</p> <p>A comparação com outras distribuidoras estaduais de gás natural reforça a prudência e a razoabilidade da projeção apresentada. Empresas consolidadas no setor e comparáveis com a ES Gás, como a Bahiagás, que contava com 274 empregados em 2024, a Copergás, com 184 empregados e a Compagás, com 164 empregados, demonstram que a estrutura proposta pela Concessionária para o ano 06 está alinhada com padrões observados em distribuidoras de porte e complexidade operacional semelhantes.</p>	
--	--	---	--

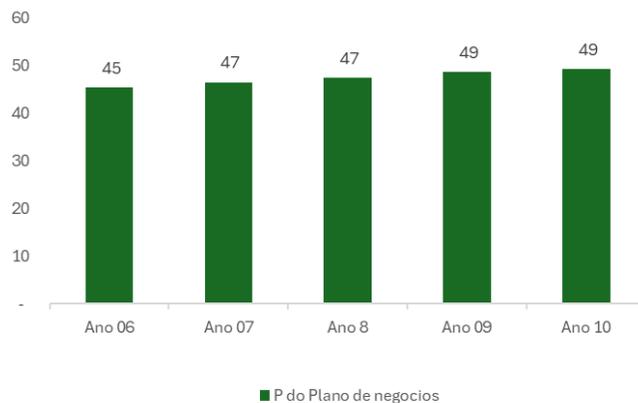
(ii) Para projetar valores anuais, é prudente realizar a média móvel dos dados de (P) realizados dos últimos 12 meses, ou seja, o custo médio anual por empregado, utilizando novamente a base numérica dos dados apresentados mensalmente ao Regulador em conformidade ao Ofício 50/2007.



Utilizando o menor valor da média móvel do custo médio anual por empregado acima calculado — aproximadamente R\$ 242mil/ano — e o quadro projetado para o fim do ano 05 de 180 empregados, o custo projetado já se aproxima de R\$ 43,5 milhões para o ano 05. Para o Ano 06 há a previsão de chegar em um total de 187 colaboradores, conforme página 221 do Plano de Negócios.

No Plano de Negócios (Página 219), foram utilizados valores de custo médio anual por empregado menores que os calculados acima, já incluindo eventuais eficiências para as próximas contratações. **Utilizando estes valores do Plano para projetar o custo anual com pessoal (rubrica “P”) e o número de**

empregados projetados no Plano, o valor da projeção já alcança R\$ 45 milhões para o Ano 06 e, para os demais anos, conforme apresentado abaixo.



Por conta disso, não há de se falar em um incremento de valores de 90%, conforme a NT aponta ao item 126, uma vez que tal argumento ignora os efeitos da internalização já executada até este momento em 2025, e que se conclui ainda neste primeiro semestre.

Esses dados demonstram que, diante de um plano de investimento de R\$ 1 bilhão, que prevê dobrar a extensão da rede de distribuição e o número de usuários de gás natural e biometano, os números projetados pela ES Gás são conservadores e compatíveis com a realidade do setor.

O ajuste proposto pela Agência, desconsiderando por completo os esforços da ES Gás em manter uma operação segura,

		<p>eficiente e de qualidade, resultará na lamentável redução de mais de um quarto do quadro atual de colaboradores, com o desligamento de até 40 profissionais e a impossibilidade de contratação de ao menos 17 novos postos. Vale ressaltar que os patamares de (P) da NT 004/2025 não viabilizam a expansão prevista no plano e colocam em severo risco a condução prudente e responsável da distribuição de gás encanado no estado, o que, se espera, não seja a abordagem adotada pela agência.</p> <p>A ES Gás está em processo de evolução para uma operação segura, com profissionais comprometidos e treinados. A proposta de cortes arbitrários na rubrica de pessoal, sem considerar as consequências sociais e operacionais, é não apenas tecnicamente injustificável, mas também socialmente insensível. Em um momento de juros elevados e retração econômica, tais cortes impactariam diretamente dezenas de famílias capixabas.</p> <p>Visto que a média histórica de custos está demonstrada e os valores projetados refletem a realidade da Concessionária, a glosa aplicada representa uma decisão sem qualquer fundamento técnico ou contratual.</p> <p>Mais do que uma simples “harmonização de valores”, como sugerido na Nota Técnica, a glosa na rubrica de pessoal representa um impacto direto sobre vidas. O “P” não é apenas uma letra em uma planilha — o “P” são pessoas. São trabalhadores e trabalhadoras que, com dedicação e</p>	
--	--	--	--

competência, constroem diariamente uma operação segura, eficiente e essencial para o desenvolvimento do Espírito Santo.

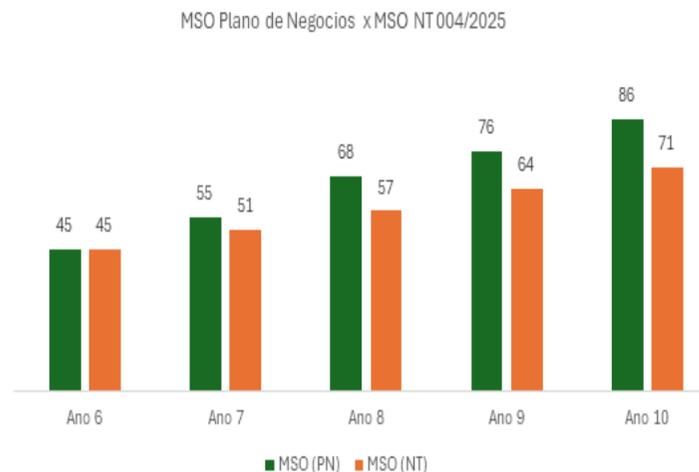
Imagem 1: Registro do encontro ocorrido em 23 de maio de 2025, no auditório da FECOMÉRCIO.



Não é coerente crescer e, ao mesmo tempo, reduzir o quadro de empregados. Expandir a rede e aumentar o número de usuários implica aumento da complexidade operacional. Demissões nesse contexto comprometem a capacidade de execução do plano, afetam a qualidade do serviço e colocam em risco a confiança da sociedade capixaba.

Cortes arbitrários, descolados da realidade operacional e social da concessão, colocam em risco não apenas a sustentabilidade do Plano de Negócios.

No que se refere às rubricas de Material, Serviços e Outros (MSO), embora a ARSP, de maneira coerente, tenha aceitado o valor proposto para o ano 6 (R\$ 45,5 milhões), foram aplicados cortes progressivos nos anos seguintes, resultando em uma glosa acumulada de R\$ 43 milhões ao longo do ciclo tarifário.



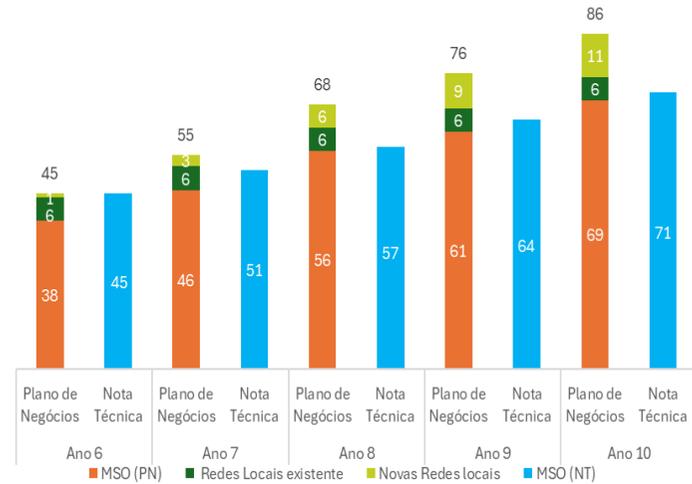
Esses cortes inviabilizam a expansão proposta no plano e coloca em risco a operação prudente e responsável da distribuição de gás encanado no estado, o que, se espera, não seja a abordagem adotada pela agência.

O corte de 7% aplicado no ano 7 já compromete a expansão da rede sob múltiplas perspectivas: técnica, operacional e institucional. A partir do ano 8, as glosas atingem patamares superiores a 16% em média, o que torna a estrutura operacional proposta pela ES Gás inviável. Sem a recomposição desses

		<p>valores, a companhia não conseguirá sustentar a interiorização, nem assegurar a manutenção e operação das redes locais já previstas e reconhecidas em seu plano de investimentos, ou garantir a qualidade da prestação do serviço para o cliente.</p> <p>O plano operacional prevê a conexão de 92 mil clientes ao longo do ciclo tarifário, sendo que aproximadamente metade da base residencial contará com medição individualizada. Esse modelo exige a alocação de recursos para sustentação de sistemas, dimensionamento de pessoal, execução de leitura, faturamento e atendimento por unidade consumidora — em contraste com o modelo coletivo, no qual o esforço operacional é concentrado e menor. Apesar de a individualização ser uma demanda do mercado, que busca individualizar o seu consumo, sua implementação exige a operação mais dispersa, com isso, a redução de recursos, comprometerá a execução da expansão projetada e a qualidade do atendimento e aumentará o volume de reclamações.</p> <p>Paralelamente, a expansão do mercado livre traz maior complexidade técnica e operacional, resultando em custos com a manutenibilidade dos sistemas e exigindo soluções robustas de medição, controle e faturamento, com baixa tolerância a falhas, já que erros, dessa natureza, podem gerar desequilíbrios financeiros relevantes. A calibração eventual, porém, crítica, desse mercado demanda estrutura tecnológica e técnica permanente, cujos custos não foram reconhecidos pela agência,</p>	
--	--	--	--

		<p>comprometendo a preparação da distribuidora para o novo cenário.</p> <p>Outro aspecto se refere aos projetos de redes locais de GNC, conforme páginas 225 e 226. Estas são uma das principais estratégias do Plano de Negócios e do ESMAIS+GÁS para atender à interiorização do desenvolvimento do Estado. Com a inclusão dos municípios de Pedro Canário, Mimoso do Sul, Domingos Martins e Nova Venécia, os custos operacionais referentes somente às redes locais evoluem de R\$ 7 milhões para R\$ 17 milhões. Essa operação demanda estruturas dedicadas, suporte técnico local, logística e monitoramento contínuo.</p> <p>O gráfico abaixo demonstra que, mesmo ao se excluir os custos associados às redes locais — incluídas aquelas já em operação — os valores de MSO propostos pela ES Gás se aproximam dos montantes indicados pela agência.</p>	
--	--	--	--

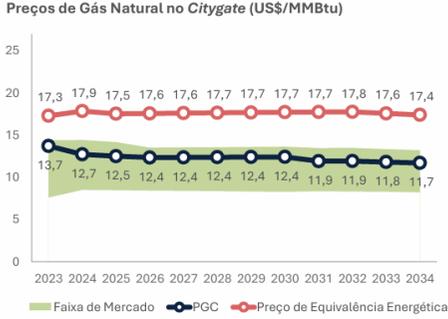
Impacto das Redes Locais



É importante destacar que não se considera a possibilidade de descontinuar os locais já existentes, o que, por si só, faz com que os custos de MSO já superem os valores propostos na Nota Técnica, e nem há margem para otimizar os custos desses projetos. As redes locais envolvem contratação de operadores homologados, veículos específicos e transporte de gás por carretas, com custos atrelados diretamente ao preço do diesel (que é dado pelo mercado), custos de energia elétrica para a regaseificação do GNC/GNL, além da logística de abastecimento. **Portanto, qualquer glosa aplicada sobre a rubrica (MSO) inviabiliza tecnicamente a execução dos projetos de redes locais e compromete a interiorização do**

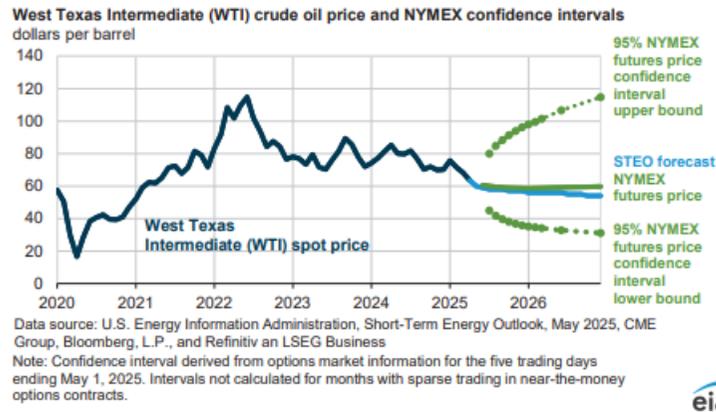
		<p>serviço de distribuição de gás. Esta seria, definitivamente, uma orientação de redução do processo de interiorização tal como previsto no Plano de Negócio, o que, entendemos, não é e não pode ser o desejo da ARSP.</p> <p>Cortar redes locais e reduzir equipes significa retirar partes relevantes da sociedade capixaba do progresso. A expansão do gás canalizado deve ser acompanhada de fortalecimento de equipes preparadas e presentes nos territórios atendidos, em atendimento aos regulamentos da ARSP, em especial a RES 005/2007.</p> <p>Caso, como entendemos, o Regulador queira manter os projetos de interiorização, preocupa que os cortes então atinjam a segurança operacional: a expansão da rede de gás natural, com aumento do número de usuários e interiorização do serviço, exige ainda mais atenção à segurança. Quando se reduz orçamento em áreas como manutenção preventiva, inspeções técnicas, monitoramento de ativos, capacitação de equipes e resposta a emergências, o que se está fazendo, na prática, é transferir o custo para o futuro — e esse custo pode vir em forma de acidentes, paralisações, danos ambientais e perda de vidas.</p> <p>A ES Gás apontou no Plano de Negócios uma série de não conformidades, conforme seção 4.4.b a partir da página 143, que devem ser enfrentadas neste ciclo tarifário, e para isso o contrato já deixou consignado:</p>	
--	--	---	--

		<p>“16.5. Caso a CONCESSIONÁRIA venha receber bens e instalações revertidos ou entregues à sua administração, deverá arcar com a responsabilidade pela sua manutenção e conservação, assim como pela sua reposição, cujos gastos relacionados serão tratados como previsto no presente CONTRATO, seja como despesa operacional, seja como investimento.”</p> <p>Essas decisões não são neutras. Elas afetam diretamente a qualidade do serviço prestado, a confiança da sociedade e a reputação da concessionária, colocando todas as partes envolvidas em uma posição delicada, pois a omissão diante de cortes que comprometem a segurança também é uma forma de responsabilidade.</p> <p>Segurança custa. Mas custa muito menos do que a negligência. E o papel da regulação é garantir que esse valor seja preservado, reconhecido e protegido.</p>	
<p>Receitas Irrecuperáveis: Itens 121-135 NT_GET_004-2025</p>	<p>Sugestão de revisão do texto dos itens da NT, conforme análise detalhada na coluna “Justificativa para o texto sugerido”.</p>	<p>Estamos de acordo com o cálculo do percentual de receitas irrecuperáveis, conforme item 123 da NT 004/2025, nos moldes previstos na Resolução 84/2025.</p> <p>No entanto o Contrato de Concessão determina que:</p> <p><i>“6.3. Os riscos comerciais, administrativos e operacionais, exceto o custo do GÁS (molécula e transporte), são assumidos pela CONCESSIONÁRIA no exercício do presente CONTRATO (...).”</i></p>	<p>Não aceita.</p> <p>Os valores adotados na minuta da NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 04/2025 foram extraídos a partir de dados disponíveis de projeções de fontes confiáveis e reconhecidas.</p> <p>Na data de avaliação das contribuições da consulta pública o preço do Brent com data de entrega em agosto do 2025</p>

		<p>Quando se projeta receitas irrecuperáveis, e se pretende colocar um valor financeiro na receita irrecuperável, as quais devem ser aplicadas em cima da receita bruta, é necessária a projeção do custo de gás. Esta projeção só é possível ao projetar por 05 anos variáveis como preço de petróleo (Brent, HH, TTK) e taxa de câmbio (R\$/US\$), mix de contratos de suprimentos existentes e ainda a serem negociados, entre outros fatores, o que é evidentemente um risco elevado e Contratualmente não associado à Concessão.</p> <p>Por conta disso, a assertividade da definição do valor das receitas irrecuperáveis regulatórias ex-ante é extremamente baixa, podendo resultar em variações em favor ou contra a Concessionária.</p> <p>A título de exemplo, apenas no ano de 2025 a cotação do barril tipo Brent variou quase 40% em 5 meses entre o máximo e o mínimo, conforme pode-se verificar no gráfico abaixo:</p>	<p>é de USD 67,77 por barril¹, valor similar aos USD 67,87 por barril previsto para o ano 6.</p> <p>O mesmo acontece com a taxa de câmbio que atualmente é de [USD/R\$] 5,47, valor inferior ao valor projetado para o ano 6.</p> <p>Também podemos indicar que a EPE, adota critério semelhante ao da ARSP, no caderno de gás do PDE 2034, não projetando nenhuma variação relevante no preço de gás natural nos próximos anos.</p> <p><i>Figura 10: Projeção do preço de gás natural. (EPE Caderno de gás natural PDE 2034)</i></p>  <p>Preços de Gás Natural no Citygate (US\$/MMBtu)</p> <p>Nota: As projeções dos preços foram referenciadas na data base de abril de 2024.</p>
--	--	---	---

¹ Valor no dia 27/07/2025 da fonte: Investing.com

		<p style="text-align: center;">Variação Petroleo Brent 2025 USD/Barril</p>  <p>A própria EIA em seu relatório Short Term Energy Outlook (https://www.eia.gov/outlooks/steo/pdf/steo_full.pdf) afirma que as condições de mercado têm considerável incerteza quanto ao preço do petróleo contendo altos níveis de volatilidade implícita:</p> <p><i>“High levels of implied volatility—a measure of market participants’ expectations for the range of crude oil futures price changes—<u>suggest considerable market uncertainty</u>”</i></p> <p>E assim, é apresentado o seguinte gráfico de intervalo de incerteza de 95%, entre 30 dólares e quase 120 dólares o barril para apenas 2 anos de projeção, que seria muito maior considerando os 5 anos da revisão tarifaria:</p>	<p>No referente à proposta de estabelecer um mecanismo de compensação, a ARSP não considera apropriado seu tratamento na presente consulta pública.</p>
--	--	--	---



Lembrando que estas considerações tratam apenas do preço do petróleo, entretanto, a volatilidade e a amplitude são intensificadas pela variação da taxa de câmbio.

Considerando toda essa incerteza, deve-se buscar um cenário mais conservador possível, como uma proxy para dirimir o risco que não poderia ser assumido de acordo com o contrato de concessão assinado pelo Poder Concedente e pela Concessionária, conforme proposto no plano regulatório.

Pedimos, portanto, a manutenção dos valores apresentados no Plano de Negócios, página 234, sendo certo que, caso não aceite este pleito, eventuais diferenças deverão ser avaliadas sob a ótica da Clausula XIII do Contrato de Concessão.

Adicionalmente, é de se notar que as receitas irrecuperáveis devem considerar inclusive os tributos incluídos nas faturas

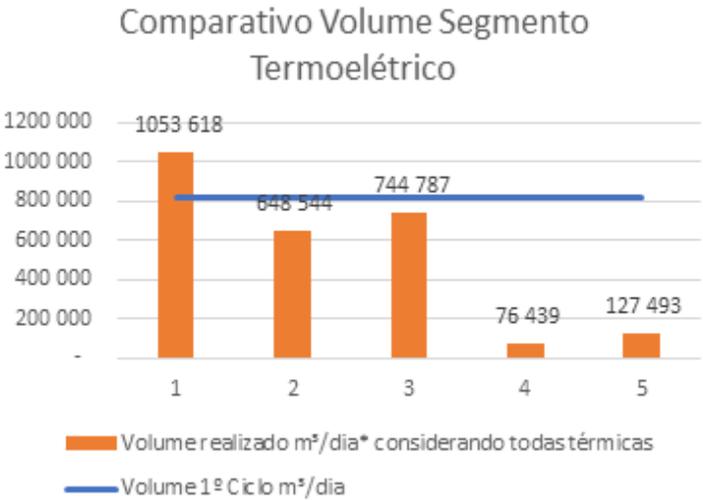
		<p><u>dos usuários, os quais também não serão pagos em caso de inadimplência!</u></p> <p>Subsidiariamente, e de forma complementar à consideração dos tributos, se por absurdo a ARSP não acate o pleito acima, deveria desde já ser utilizado no mínimo um valor do Brent mais atual (que já está acima em 75 \$ por barril), e ser aprovado, nos moldes de outras regulações, um ajuste compensatório na variável custo do gás entre os ciclos tarifários. Assim, a discussão sobre o preço de aquisição do gás seria apenas uma referência e as diferenças para mais e para menos poderiam ser ajustadas, sendo o impacto positivo ou negativo da componente gás na receita repassado no próximo ciclo.</p>	
<p>Perdas: Itens 136-137 NT_GET_004-2025</p>	<p>Sugestão de revisão do texto dos itens da NT, conforme análise detalhada na coluna “Justificativa para o texto sugerido”.</p>	<p>A presente pauta foi objeto de solicitações de esclarecimento por parte da Concessionária, por meio de reuniões técnicas, manifestações formais nas consultas públicas, no âmbito do Plano de Negócios (página 234) e através da carta ES GAS_DAC_GREG_050_2025 - “pedido de esclarecimento”.</p> <p>Em todas essas ocasiões foi reiterado o entendimento de que é contratualmente impróprio e inaceitável tratar as “diferenças admitidas por incertezas metrológicas” como riscos atribuíveis e imputáveis à concessionária.</p> <p>Com objetivo de dar o devido tratamento jurídico ao tema, ES Gás entregou ao Regulador parecer jurídico do escritório de advocacia, o CJAR – CHEIM JORGE ABELHA RODRIGUES – Advogados Associados, que sustenta o entendimento de que as</p>	<p>Parcialmente aceita.</p> <p>A redação do dispositivo foi ajustada, em função dos questionamentos e do parecer apresentados pela ES Gás quanto à alocação do risco relacionado às incertezas na medição, que entende que valores a elas associados não devem ser compreendidos como perdas. No entanto, uma vez que se trata de possível divergência quanto à abrangência da alocação do risco disposto no contrato de concessão, o assunto é pauta de discussão jurídica</p>

		<p>“diferenças admitidas” não se confundem com as perdas técnicas, administrativas ou comerciais.</p>	<p>junto à PGE-ES. Caso, juridicamente entendido como um risco a ser compartilhado, a agência providenciará as medidas que porventura se façam necessárias. No entanto, o valor da rubrica perdas prevista para compor o P0 não será modificada em razão do próprio entendimento apresentado pela ES Gás no encaminhamento do referido parecer jurídico.</p>
<p>Receitas Correlatas e acessórias: Itens 138-140 NT_GET_004-2025</p>	<p>Sugestão de revisão do texto dos itens da NT, conforme análise detalhada na coluna “Justificativa para o texto sugerido”.</p>	<p>Com base na análise do disposto no artigo 106 da Resolução ARSP nº 084/2025 e em consonância com o artigo 2.1 do Anexo I do Contrato de Concessão, o compartilhamento de resultados oriundos das receitas correlatas, acessórias e de comercialização <u>pode</u> ocorrer apenas quando houver resultado líquido positivo comprovado, decorrente dessas atividades:</p> <p>“106. As receitas correlatas, receitas acessórias e receitas de comercialização, bem como os custos, despesas e encargos associados às operações de prestação de serviços geradores de tais receitas deverão ser contabilizados em separado, e <u>parte de seu resultado poderá ser revertida</u> à modicidade tarifária e aplicado no cálculo da margem média de distribuição, nos termos deste regulamento.”</p> <p>Assim, rephraseando, há indicação explícita do contrato que eventuais repasses para a modicidade tarifária podem ocorrer,</p>	<p>Não aceita</p> <p>Como foi indicado em outras contribuições, foi adotado o critério estabelecido no contrato de concessão e na resolução ARSP nº084/2025.</p> <p>Os valores empregados no cálculo foram enviados pela própria concessionária no arquivo “Anexo_I_Template_Requerimento_d e_informações_1ª_RTO_ES_Gás editavel(1)”.</p>

		<p>conforme regulamento, e <u>somente em relação a resultados, ou seja aos lucros</u>, da prestação destes serviços:</p> <p>Conforme nota técnica apresentada juntamente ao Plano de Negócios (página 237), reiteramos que, <u>dada a inexistência de resultado positivo nestas atividades</u>, e considerando a fase atual de desenvolvimento do mercado urbano, que ainda se encontra em estágio inicial de expansão e amadurecimento, e, conseqüentemente necessita destes serviços prestados pela Concessionária, entende-se que o compartilhamento de receitas correlatas e acessórias é inapropriado e não deve ser aplicado.</p> <p><u>Ressaltamos que os números de OPEX apresentados no Plano de Negócios, conforme seção 6, a partir da página 209, não contemplam custos dos serviços correlatos e acessórios, afastando a aplicação do Art. 108 da Resolução 84/2025.</u> Qualquer decisão nesse sentido por parte do Regulador, sem o devido embasamento técnico, fático ou jurídico, seria uma decisão injustificada, que vai contra os princípios da transparência.</p> <p>Portanto pedimos a imediata exclusão dos valores arbitrariamente alocados na NT 004/2025 de outras receitas do cálculo da margem média.</p> <p>Subsidiariamente, caso a ARSP mantenha a posição de compartilhamento injustificado dessas receitas, deliberação esta que, reiteramos, seria um claro confronto ao Contrato de Concessão, é imperativo que seja revista a Resolução 31 antes</p>	
--	--	---	--

		<p>do início do segundo ciclo tarifário, definindo os novos valores para as receitas correlatas e acessórios em pelo 2 (duas) vezes maior que os atuais.</p>	
<p>Ajuste de investimento: Itens 141-152 NT_GET_004-2025</p>	<p>Sugestão de revisão do texto dos itens da NT, conforme análise detalhada na coluna “Justificativa para o texto sugerido”.</p>	<p>A ES Gás corrobora com o entendimento apresentado pela ARSP no item 150 da NT 004/2025:</p> <p>“Assim, considera-se que o enfoque da avaliação dos investimentos deve considerar o atendimento das metas físicas, e que o menor custo corresponde a um incentivo regulatório.”</p> <p>De fato, é um princípio da regulação por incentivos evitar ajustes retroativos nos resultados, ou realizá-los de forma mínima, de modo a estimular a eficiência da concessionária por meio dos incentivos regulatórios expressamente previstos nas normas, orientando adequadamente as decisões estratégicas da Concessionaria ao longo do Ciclo Tarifário.</p> <p>Contudo, ressalta-se que a Resolução 84/2025, em conformidade ao contrato de concessão, são menos específicos quanto à definição dos ajustes de investimentos:</p> <p>“18. Os investimentos realizados no primeiro ciclo serão comparados aos investimentos aprovados, e as diferenças verificadas serão aplicadas no cálculo da margem média de distribuição de que trata este regulamento.”</p> <p>Por conta disso, entendemos estar errada a NT 004/2025, no que segue:</p>	<p>Não aceita.</p> <p>Como é indicado na Nota Técnica ARSP/DP/GET Nº 04/2025, o objetivo da avaliação dos investimentos do primeiro ciclo tarifário é evitar a obtenção de uma rentabilidade inapropriada, resultante do adiamento ou não execução dos investimentos previstos no plano de negócios.</p> <p>Também como é indicado na NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 04/2025, a ARSP identificou atrasos no atendimento das metas de execução das redes de aço, mas não considerou apropriado a aplicação de uma penalidade, em razão do período de pandemia de Covid-19 e o recente início de operação da concessionária ES Gás.</p> <p>Ademais, registra-se que não houve aprovação desta agência reguladora quanto a ajustes compensatórios, não</p>

		<p><i>“152. Por fim, ressalta-se que <u>se desconhece a aplicação de ajustes compensatórios em razão de investimentos superiores aos aprovados em planos de negócios, sem qualquer tipo de alinhamento regulatório ou contratual prévio.</u>”</i></p> <p>Cabe destacar. Houve alinhamento regulatório prévio e o contrato de concessão define os investimentos obrigatórios!</p> <p>Quanto ao alinhamento com essa ARSP relembramos a solicitação formal desta Concessionária em dezembro de 2023 para investir de maneira acelerada nos anos seguintes. Em janeiro de 2024 a proposta de aceleração foi validada pela Agência Reguladora por meio do ofício OF/ARSP/DG/Nº012/2024.</p> <p>Em complemento, a Concessionária investiu além do montante previsto no Plano de Negócios do primeiro ciclo para cumprir os compromissos mínimos estabelecidos na cláusula 9.3 — uma vez que ainda não foram atingidos nem o número de usuários nem os investimentos mínimos previstos. Assim, a ES Gás entende que tais investimentos são prudentes e já previamente validados pelo Poder Concedente e a Agência Reguladora.</p> <p>Portanto, entende-se como devido o ajuste de R\$ 5 milhões, em favor da Concessionaria, nos moldes apresentados no Plano de Negócios, página 236.</p>	<p>sendo este o teor da mencionada comunicação oficial.</p>
<p>Delta Térmico: Ítems 153-164</p>	<p>Sugestão de revisão do texto dos itens da NT, conforme análise detalhada na coluna</p>	<p>A apuração do resultado do mercado termoelétrico é realizada de forma segregada dos demais segmentos, conforme previsto no Contrato de Concessão e detalhado na Resolução nº</p>	<p>Não aceita. Conforme o indicado na contribuição, o contrato de concessão menciona a</p>

<p>NT_GET_004-2025</p>	<p>“Justificativa para o texto sugerido”.</p>	<p>84/2025. Essa separação reconhece a complexidade e a imprevisibilidade do despacho térmico, <u>cujos efeitos volumétricos</u> devem ser compensados entre ciclos tarifários, conforme o item 6.2.7 do Anexo I do Contrato de Concessão. <u>Frisa-se, o Contrato de Concessão, reiterado no artigo 15 da Resolução 84, trata de compensação de volumes.</u> Assim, o risco da variação do despacho não deve ser transferido à Concessionária, sendo eventuais diferenças com volumes repassados nos ciclos seguintes. No 1º Ciclo, o volume realizado do segmento termoeletrico ficou abaixo do aprovado. A análise do gráfico a seguir mostra de forma inequívoca que a Concessionária tem o direito à compensação de volumes referentes ao primeiro ciclo tarifário.</p> <div data-bbox="891 821 1594 1321" data-label="Figure">  <table border="1"> <caption>Comparativo Volume Segmento Termoeletrico</caption> <thead> <tr> <th>Ciclo</th> <th>Volume realizado m³/dia* considerando todas térmicas</th> <th>Volume 1º Ciclo m³/dia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>1053 618</td> <td>744 787</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>648 544</td> <td>744 787</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>744 787</td> <td>744 787</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>76 439</td> <td>744 787</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>127 493</td> <td>744 787</td> </tr> </tbody> </table> </div>	Ciclo	Volume realizado m³/dia* considerando todas térmicas	Volume 1º Ciclo m³/dia	1	1053 618	744 787	2	648 544	744 787	3	744 787	744 787	4	76 439	744 787	5	127 493	744 787	<p>compensação da variação nos volumes. Contudo, é importante destacar que a metodologia de fluxo de caixa estabelecida no referido contrato estima a margem de distribuição com base numa tarifa por unidade de volume, expressa em reais por metro cúbico de gás (R\$/m³), o que implica em uma relação direta entre o volume distribuído e a receita auferida.</p> <p>Figura 11: Formula de estimação da margem média de distribuição (Contrato de concessão).</p> <div data-bbox="1653 778 2042 1088" data-label="Footnote"> <p>2.1.3. A MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO será calculada para CICLO TARIFÁRIO através da seguinte fórmula:</p> $MM = \frac{BRRL - BRRL_i - NCGR + CDesp_i - D_i - Opex_i - LBat_i - CAPEX_i + OR_i + T_i + f_i + WACC_{real} \cdot V_i}{V_i}$ <p>onde:</p> <ul style="list-style-type: none"> MM: MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO do segmento não termoeletrico (R\$/m³). BRRL: base de remuneração regulatória inicial líquida de depreciações (R\$). BRRL_i: base de remuneração regulatória líquida ao final do ciclo tarifário (R\$). NCGR: valor da NECESSIDADE DE CAPITAL DE GIRO no ano i (R\$). NCGR_i: valor da NECESSIDADE DE CAPITAL DE GIRO ao final do ciclo tarifário (R\$). Opex_i: custos operacionais, administrativos e de comercialização no ano i (R\$). CDesp_i: outras despesas, gastos, e receitas irrecuperáveis no ano i (R\$). D_i: depreciação e amortização no ano i (R\$). LBat_i: lucro bruto do segmento termoeletrico no ano i (R\$). CAPEX_i: investimentos realizados no ano i (R\$). OR_i: outras receitas consideradas na modalidade tarifária (R\$). T_i: número de anos do ciclo tarifário (anos). f: taxa de impostos. WACC_{real}: WACC real após impostos. V_i: volume de GÁS canalizado do segmento não termoeletrico no ano i (m³). </div> <p>Essa correlação é ainda mais evidente ao se considerar que o processo de revisão tarifária estabelece tarifas máximas. Dessa forma, a receita efetivamente obtida pela concessionária somente poderá ultrapassar aquela prevista no plano</p>
Ciclo	Volume realizado m³/dia* considerando todas térmicas	Volume 1º Ciclo m³/dia																			
1	1053 618	744 787																			
2	648 544	744 787																			
3	744 787	744 787																			
4	76 439	744 787																			
5	127 493	744 787																			

		<p>A Concessionária vem, respeitosamente, manifestar sua discordância quanto à abordagem adotada na Nota Técnica ARSP nº 004/2025, por entender que a proposta apresentada contraria dispositivos expressos no Contrato de Concessão e nas normas regulatórias vigentes.</p> <p>De forma equivocada, a NT propõe a criação de uma conta de compensação de receitas sem apresentar as devidas memórias de cálculo e, mais grave, considera receitas oriundas de todas as UTEs conectadas (Tevisa, Linhares Expansão, Linhares e Povoação), quando, à época da definição do PO do Primeiro Ciclo Tarifário, apenas a Linhares possuía contrato vigente e foi considerada no Plano de Negócios 2020-2025.</p> <p>A lógica de repasse integral e imediato das receitas, conforme sugerido na NT, elimina qualquer incentivo à conexão de novas térmicas, transferindo integralmente os riscos à Concessionária. Ressalta-se que os investimentos realizados para viabilizar essas conexões não estavam previstos no Plano de Negócios, e foram executados pela Concessionária em prol do interesse público, considerando a emergência energética e o risco iminente de desabastecimento.</p> <p><u>Caso prevaleça a lógica proposta na NT, o incentivo à ligação de novas térmicas não prevista para a ES Gás é nulo.</u> Isso gera um incentivo perverso que não estimula a Concessionária a buscar novos usuários neste segmento, uma vez que a partir da “novação” da lógica regulatória a ARSP entende que a concessionária assumirá todos os riscos de ligação dos novos</p>	<p>de negócios caso a demanda realizada supere a demanda estimada no processo tarifário.</p> <p>Adicionalmente, observa-se que o próprio contrato de concessão incorpora, na equação de cálculo da margem média de distribuição do segmento não termelétrico, o lucro bruto oriundo do segmento termelétrico, evidenciando que o impacto está dado pela receita e não pelo volume.</p> <p>Também devemos indicar que a própria concessionária no documento “Estudo sobre Ajuste do Segmento Termoelétrico calculado conforme art. 15 da Resolução 84/2025” estima uma compensação a partir da comparação da receita efetivamente obtida ou realizada com a UTE Linhares com a receita estimada no plano de negócios do 1º ciclo tarifário.</p> <p>Figura 12: Proposta de cálculo da compensação térmica desenvolvida pela ESGás</p>
--	--	---	---

clientes que venham aparecer fora do ciclo e não obtenha nenhuma remuneração quando fez TODOS os esforços e assumiu riscos adicionais de prazos de entrega e garantia de distribuição. **Cabe ressaltar: o contrato de Concessão do serviço de distribuição de gás canalizado do Espírito Santo contempla uma regulação price-cap, portanto, por incentivos!**

Em reforço, cabe aqui lamentar, que a **proposta contida na NT 004/2025 é de claro desincentivo a conexão de novos usuários do segmento Termelétrico. É certo que o proposto na NT causa prejuízo e desafia o direito explícito da Concessionária previsto no Contrato de Concessão e concede a Concessionária o direito e o dever de negar a conexão de novos empreendimentos térmicos não previstos.**

Adicionalmente, como a NT trata incorretamente de receitas, é de se pontuar que a situação de volumes decrescentes devidos à mudança do regime operacional das UTE (de inflexível para flexível), se somou e **foi acentuada pela redução do faturamento imposta por essa Agência nos Contratos de Uso dos Serviços de Distribuição (CUSD)** para o segmento termelétrico os quais, ao contrário de quanto previsto para os demais segmentos e na Resolução 53/2021, foram alterados conforme determinações expressas recebidas dessa ARSP, excluindo o encargo de capacidade previsto no modelo da Resolução 53/2021, **e levando a uma receita frustrada que foi calculada em valores da época e comunicada através da Carta DPR 20/2023 de R\$ 42 milhões, gerando desequilíbrio**

	1	2	3	4	5
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5 até jan-25
(A) Faturado	R\$ 10.920.943	R\$ 10.920.943	R\$ 10.920.943	R\$ 10.920.943	R\$ 5.464.471
(B) Inflator	R\$ 1.469				
(C) = (A) - (B)	R\$ 16.044.532	R\$ 16.044.532	R\$ 16.044.532	R\$ 16.044.532	R\$ 8.022.266
(D) sem impostos	R\$ 17.023.135	R\$ 16.485.389	R\$ 16.079.130	R\$ 16.044.846	R\$ 8.822.047
(E) - (D)	R\$ 65.209.727				

	1	2	3	4	5
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5 até jan-25
(A) Faturado	R\$ 15.612.986	R\$ 11.938.759	R\$ 6.569.494	R\$ 3.297.405	R\$ 5.825.947
(B) Inflator	R\$ 1.469	R\$ 1.469	R\$ 1.469	R\$ 1.469	R\$ 1.469
(C) = (A) - (B)	R\$ 22.937.860	R\$ 12.920.179	R\$ 6.422.288	R\$ 3.460.811	R\$ 5.968.817
(D) sem impostos	R\$ 24.337.393	R\$ 12.467.082	R\$ 5.630.589	R\$ 2.761.794	R\$ 4.331.095
(E) - (D)	R\$ 49.533.144				

A comparação isolada do volume conduz a uma análise parcial, tendo em vista que o segmento termelétrico envolve dois tipos distintos de encargos: um encargo variável, atrelado ao volume consumido, e um encargo fixo, relacionado à prestação do serviço ou à capacidade contratada. Nesse contexto, estimar uma compensação exclusivamente com base no desvio de volume carece de fundamento, uma vez que tal abordagem considera apenas uma fração da totalidade da receita auferida pelo segmento termelétrico. Resulta difícil sustentar a posição da concessionária, que, mesmo tendo obtido receita superior àquela prevista no plano de negócios no segmento termelétrico, pleiteia uma compensação sob o argumento de que a demanda de uma das UTEs foi inferior à estimativa originalmente considerada. A ARSP entende que os efeitos compensatórios previstos no item 6.2.7

		<p>econômico-financeiro na concessão, em vista dos investimentos adicionais necessários à conexão das térmicas emergenciais.</p> <p>A proposta desta Concessionária busca preservar o que está preconizado no Contrato de Concessão e garantir que os benefícios de novas conexões sejam compartilhados com todos os usuários nos ciclos futuros, uma vez que todos os usuários do sistema, nos próximos ciclos tarifários, terão ganhos em termos de modicidade tarifaria por conta das novas térmicas. Ao contrário, a abordagem da NT 004/2025, compromete a sustentabilidade do mercado termoeletrico no Espírito Santo, desestimula novos investimentos e coloca em risco a expansão da infraestrutura de distribuição de gás no estado.</p> <p>Pedimos, portanto, que a ARSP reconheça o previsto no Contrato de Concessão (price-cap), ou seja, considere que o cálculo da diferença do segmento térmico limite-se ao escopo apresentado no Plano de Negócios do Primeiro Ciclo, referente à UTE Linhares, e que, conforme apresentado por esta Concessionária, página 236 do Plano de Negócios, a compensação do segmento térmico em favor da Concessionaria seja no montante de R\$ 15 milhões.</p>	<p>do Anexo I do Contrato de Concessão se aplicam a todo o segmento termoeletrico, levando em conta o impacto da totalidade da receita gerada por esse segmento.</p> <p>Ademais, destaca-se que o contrato de concessão estabelece em seu anexo IV que o SEGMENTO TERMOELÉTRICO tem uma tabela específica, que segue metodologia própria, além do disposto em 2.4.2 do anexo I e da existência de contratos e regulamentos em vigor para o segmento.</p>
<p>Determinação margem média: Itens 165-172 NT_GET_004-2025</p>	<p>Sugestão de revisão do texto dos itens da NT, conforme análise detalhada na coluna “Justificativa para o texto sugerido”.</p>	<p>Ver a NOTA TECNICA “20250616 -_ES_Gas_-_Impacto da margem de distribuição” redigida pela consultoria CALDEN, que segue anexa a este documento, a qual, resumidamente, “conclui que o Espírito Santo possui margem para ampliar seus investimentos em gás canalizado e, ao mesmo tempo, manter uma política de distribuição com parâmetros competitivos em</p>	<p>Não aceita</p> <p>A tarifa de cada concessionária é afetada por muitos fatores além dos custos. A estrutura e composição do mercado, tamanho da área de concessão, densidade de usuários e o</p>

		<p><i>nível nacional. Assim, eventuais ajustes na margem de distribuição da ES Gás devem considerar não apenas os impactos sobre os consumidores, mas <u>sobretudo o potencial de desenvolvimento econômico associado à expansão da infraestrutura de gás no estado</u>".</i></p>	<p>modelo regulatório incidem na tarifa do serviço.</p> <p>A comparativa apresentada na contribuição inclui concessionária com regulação por custo de serviço ou com mercado residencial muito desenvolvido.</p> <p>Além disso a margem média pode gerar uma interpretação equivocada, já que uma concessionária pode ter margens por faixa e segmento superiores a outra, mas sua margem média ser inferior, já que a margem média é influenciada pela composição do mercado e a ponderação de cada segmento.</p>
<p>Estrutura tarifária: Itens 173-183 NT_GET_004-2025</p>	<p>Sugestão de revisão do texto dos itens da NT, conforme análise detalhada na coluna "Justificativa para o texto sugerido".</p>	<p>Nesta contribuição, são apresentadas as diretrizes de estrutura tarifária, alinhadas com as diretrizes estabelecidas pela ARSP.</p> <p>Em um serviço público regulado, a estrutura tarifária é o instrumento que viabiliza o atendimento às expectativas quanto à prestação do serviço. Por um lado, permite garantir a universalização, a estabilidade e qualidade do serviço. Mas também "assegurar a sustentabilidade econômico-financeira da concessão, permitindo a recuperação dos custos incorridos na</p>	<p>Não aceita. A contribuição adentra em pontos que extrapolam o objeto da norma, que é o de definir diretrizes. As definições finais da estrutura tarifária serão objeto de Nota Técnica específica, após o cumprimento da etapa 12 do cronograma de eventos, qual seja, a entrega da proposta formal pela concessionária, com a apresentação</p>

		<p>prestação do serviço, incluindo a remuneração adequada dos investimentos realizados”³.</p> <p>Como menciona a Nota Técnica “um desenho tarifário adequado deve conciliar os objetivos de viabilidade econômico-financeira da concessionária com a promoção do acesso universal, o uso eficiente da infraestrutura existente e a alocação equitativa dos custos entre os usuários.”⁴</p> <p>Para a elaboração da proposta de estrutura tarifária, foi realizado um estudo exaustivo das características do mercado de gás no Espírito Santo, avaliando a estrutura tarifária atual, as particularidades que permitiam atender ao mercado no passado, a potencialidade de mudanças na estrutura, e a possibilidade de incluir novos segmentos.</p> <p>Também foram considerados o plano de expansão de mercado, os novos perfis de consumo e a necessidade de adequar a estrutura para atender a demanda atual, à expansão prevista e à estabilidade econômico-financeira da concessionária.</p> <p>Foram pesquisados os modelos tarifários utilizados em outras regiões e comparados com a estrutura vigente no Espírito Santo com o intuito de identificar oportunidades de otimização que facilitem o entendimento pelos clientes e garantam a correta sinalização dos custos do produto e serviços. Foi elaborada uma análise comparativa de estruturas tarifárias implementadas por outras distribuidoras, tanto brasileiras quanto internacionais. O benchmark incluiu a estrutura tarifária de Comgás, Compagás,</p>	<p>de todos os dados solicitados pela ARSP.</p>
--	--	---	---

		<p>Naturgy RJ, Copergás, Cegás, Gasmig, Sabesp, EDP SP e Argentina.</p> <p>A estrutura proposta segue as premissas básicas definidas pela ARSP, que buscam “conferir transparência, racionalidade econômica e previsibilidade regulatória ao processo de definição da estrutura tarifária, contribuindo para o fortalecimento do ambiente institucional e para a adequada remuneração do serviço público”⁵:</p> <ul style="list-style-type: none">• Responsabilidade pelos Custos• Neutralidade Tarifária• Não Discriminação• Estabilidade e Previsibilidade• Competitividade• Simplicidade e Clareza <p>A seguir se apresenta a proposta da estrutura tarifária detalhando:</p> <ul style="list-style-type: none">• Segmentos de consumo;• Modelos de cobrança (cascata, independente);• Encargos ou componentes tarifários (capacidade, binômia, monômia);• Faixas de consumo (em m³).	
--	--	---	--

		<p>Estrutura Tarifária Proposta</p> <p>A estrutura tarifaria proposta inclui os seguintes segmentos:</p> <ul style="list-style-type: none">• Segmento Industrial• Segmento Industrial Longo Prazo• Segmento Matéria Prima• Segmento Veicular Postos• Segmento Veicular Frotas• Segmento Residencial Individual• Segmento Residencial Coletivo• Segmento Comercial• Segmento Cogeração e Climatização• Segmento Termoelétricas. <p>Segmento Industrial</p> <p>Á estrutura atual do segmento industrial é composta por oito classes. Os encargos incluem um termo fixo e um termo variável, e o modelo de cobrança é em faixa. Na estrutura proposta, são adicionadas duas classes, totalizando dez, e o modelo de</p>	
--	--	--	--

cobrança passa a ser em cascata, mantendo encargos fixo e variável.

No modelo de faturamento em cascata, o volume consumido é tarifado progressivamente de forma escalonada em cada faixa de consumo - e não apenas na faixa mais elevada atingida pelo usuário.

Industrial	Atual	Proposta
Classes	8	10
Encargos	Termo Fixo + Termo Variável	Termo Fixo + Termo Variável
Cobrança	Faixa	Cascata

Estrutura Tarifária Proposta

Segmento Industrial			
Classe	Volume m ³ /mês		Margem Variável (R\$/m ³)
1	0,00	15.000	x
2	15.000,01	30.000	x
3	30.000,01	150.000	x
4	150.000,01	300.000	x
5	300.000,01	1.500.000	x
6	1.500.000,01	4.500.000	x
7	4.500.000,01	9.000.000	x
8	9.000.000,01	18.000.000	x
9	18.000.000,01	21.000.000	x
10	21.000.000,01	Infinito	x

Na estrutura proposta, as Classes 1 e 2 (0-30.000 m³/mês) englobam pequenas indústrias com consumo nessa faixa, caracterizadas pela elevada competição com o GLP e o Gás

		<p>Granel. As Classes 3 e 4 (30.000–300.000 m³/mês) visam aprimorar a segmentação dos usuários entre as classes. As Classes 5, 6, 7, 8 e 9 (300.000–21.000.000 m³/mês) abrangem todos os atuais grandes consumidores. Por fim, a Classe 10 (acima de 21 milhões m³/mês) objetiva proporcionar aos usuários industriais a oportunidade para migrarem e/ou adicionarem novos consumos de gás de natural.</p> <p>A abertura das classes proposta possibilita uma distribuição mais balanceada de clientes e volume, alinhada ao plano de expansão e à atual configuração de demanda. Além disso a estrutura proposta, incentiva o aumento de consumo por parte dos clientes, ao oferecer um valor de tarifa mais competitivo na última faixa em comparação à estrutura atual. Essa estrutura promove o aumento da demanda dos clientes, agrega condições mais vantajosas para os usuários e em um sistema tarifário mais inteligente e competitivo.</p> <p style="text-align: center;">Distribuição do Volume e Clientes por Classe</p>	
--	--	--	--

% de Volume e Clientes				
Classe	Volume m³/mês		Volume	Clientes
1	0,00	15.000	1,08%	51,38%
2	15.000,01	30.000	0,76%	8,13%
3	30.000,01	150.000	4,33%	17,84%
4	150.000,01	300.000	3,51%	7,22%
5	300.000,01	1.500.000	16,16%	6,71%
6	1.500.000,01	4.500.000	27,64%	2,82%
7	4.500.000,01	9.000.000	22,13%	4,31%
8	9.000.000,01	18.000.000	17,57%	1,14%
9	18.000.000,01	21.000.000	5,86%	0,38%
10	21.000.000,01	Infinito	0,97%	0,06%

Fonte: Dados para Ano Base 2024.

Segmento Industrial Longo Prazo

Novo segmento proposto. O segmento Industrial Longo Prazo foi adicionado com o objetivo de atender clientes industriais que possuam contratos de uso de serviço de distribuição e/ou fornecimento de gás, com prazo de vigência seja igual ou superior a 5 anos. Esses clientes contarão com uma margem de distribuição menor em relação à tabela do segmento Industrial.

Estrutura Tarifária Proposta

Segmento Industrial				
Classe	Volume m³/mês		Margem Fixa (R\$)	Margem Variável (R\$/m³)
1	0,00	15.000		x
2	15.000,01	30.000		x
3	30.000,01	150.000		x
4	150.000,01	300.000		x
5	300.000,01	1.500.000	x	x
6	1.500.000,01	4.500.000		x
7	4.500.000,01	9.000.000		x
8	9.000.000,01	18.000.000		x
9	18.000.000,01	21.000.000		x
10	21.000.000,01	Infinito		x

O segmento apresenta a mesma estrutura do segmento industrial, entretanto será apresentada uma tabela tarifária com desconto.

Segmento Matéria Prima

A estrutura atual do segmento é composta por seis classes, enquanto na proposta houve uma redução, passando a contar com apenas três, em conformidade com as diretrizes da ARSP, que recomendam simplificar a estrutura do setor reduzindo a quantidade de classes. Em ambas as estruturas, os encargos contemplam um termo fixo e um termo variável, e o modelo de cobrança é em cascata.

Matéria Prima	Atual	Proposta
Classes	6	3
Encargos	Termo Fixo + Termo Variável	Termo Fixo + Termo Variável
Cobrança	Faixa	Cascata

Estrutura Tarifária Proposta

Segmento Matéria Prima				
Classe	Volume m ³ /mês		Margem Fixa (R\$)	Margem Variável (R\$/m ³)
1	0,00	300.000	X	X
2	300.000,01	3.000.000	X	X
3	3.000.000,01	Infinito	X	X

Na nova estrutura, para os menores consumos propõe-se a Classe 1 até 300.000 m³/mês. A Classe 2 (300.000–3.000.000 m³/mês) contempla os clientes atuais, enquanto a Classe 3 (acima de 3.000.000 m³/mês) tem o intuito de estimular potenciais grandes consumidores, como os polos gás-químicos e cloro-soda. A estrutura tarifária permite alinhamento com o programa ES Mais+Gás, visando uma tarifa que permita maior competitividade no segmento e atratividade de investimentos para o Estado do Espírito Santo.

Distribuição do Volume e Clientes por Classe

% de Volume e Clientes				
Classe	Volume m ³ /mês		Volume	Clientes
1	0,00	300.000	0,00%	0,00%
2	300.000,01	3.000.000	100,00%	100,00%
3	3.000.000,01	Infinito	0,00%	0,00%

Fonte: Dados para Ano Base 2024.

Segmento Veicular Postos

Na estrutura atual o segmento GNV Postos conta com uma única classe, com encargos que incluem termo fixo e variável, e o modelo de cobrança é em faixa única. Na proposta, seguindo as diretrizes da ARSP, o segmento permanece com uma única classe, e se simplificam a estrutura, retirando o termo fixo para incentivar o crescimento do segmento.

Os volumes comercializados não dependem dos postos, mas sim dos consumidores finais do gás (veículos). Os postos atuam apenas como revendedores, não tendo gestão da demanda.

O modelo de cobrança da estrutura proposta é em faixa única com Banda Tarifária, o que permite à concessionária ajustar a tarifa mensalmente, mantendo-se competitiva em relação aos combustíveis concorrentes nos postos. Este mecanismo é essencial para que a Concessionária possa agir tempestivamente aos movimentos de preço dos combustíveis

concorrentes e assim garantir que o gás natural e o biometano sejam a opção de abastecimento do consumidor.

Veicular Postos	Atual	Proposta
Classes	1	1
Encargos	Termo Fixo + Termo Variável	Termo Variável
Cobrança	Faixa única	Faixa única com Banda Tarifária*

Estrutura Tarifária Proposta

Segmento Veicular POSTOS		
Classe	Volume m ³ /mês	Margem Variável (R\$/m ³)
1	0,00 Infinito	X

Segmento Veicular Frotas

Novo segmento proposto. O segmento GNV Frotas foi adicionado para atender a um grupo com características distintas do GNV Postos. As frotas -compostas por veículos leves, caminhões e ônibus - são operadas por frotistas, o que implica dinâmicas de consumo e contratação diferentes dos postos revendedores, tendo o usuário gestão da demanda.

Se realizou uma análise dos antecedentes desse segmento nos Estados de Santa Catarina e São Paulo. Em Santa Catarina (SCGás) este segmento é regulado pela Resolução ARESC Nº

289/24. Em São Paulo (Comgas), existem três tipos de usuários GNV, que incluem Postos, Frotas e Transporte Público, conforme a Deliberação ARSESP Nº 1555. Em ambos os casos analisados, a estrutura tarifária é de faixa única.

Na estrutura proposta, os encargos contemplam um termo fixo e uma variável.

Veicular Frotas	Proposta
Classes	1
Encargos	Termo Fixo + Termo Variável
Cobrança	Faixa única

Estrutura Tarifária Proposta

Segmento Veicular FROTAS				
Classe	Volume m ³ mês		Margem Fixa (R\$)	Margem Variável (R\$/m ³)
1	0,00	Infinito	X	X

Segmento Residencial Individual

A estrutura atual do segmento é composta por quatro classes, os encargos têm termo fixo e variável, e o modelo de cobrança é em faixa. Na estrutura proposta, a quantidade de classes, os encargos e o modelo de cobrança permanecem inalterados.

Residencial Individual	Atual	Proposta
Classes	4	4
Encargos	Termo Fixo + Termo Variável	Termo Fixo + Termo Variável
Cobrança	Faixa	Faixa

Estrutura Tarifária Proposta

Segmento Residencial Individual				
Classe	Volume m ³ /mês		Margem Fixa (R\$)	Margem Variável (R\$/m ³)
1	0,00	7	X	X
2	7,01	20	X	X
3	20,01	30	X	X
4	30,01	Infinito	X	X

A estrutura proposta conta com quatro classes. A Classe 1 (0–7 m³/mês) é caracterizada principalmente por usuários que usam o gás para o consumo de fogão. Esse grupo enfrenta competição com o botijão P13, assim como com GLP individual e a granel.

Na Classe 2 (7–20 m³/mês) encontram-se os usuários que utilizam o gás para o consumo de fogão e aquecedor, concorrendo principalmente com o GLP Granel.

A Classe 3 (20–30 m³/mês) é caracterizada pelo consumo médio-alto com mais aplicativos, e a Classe 4 (30–infinito m³/mês) corresponde ao segmento de alto consumo.

A abertura proposta das classes permite uma correta diferenciação dos clientes e possibilita compatibilizar o plano de expansão com a base atual de usuários, dando a possibilidade

de dar um tratamento isonômico aos usuários residenciais com padrões de consumo similares.

Distribuição do Volume e Clientes por Classe

% de Volume e Clientes				
Classe	Volume m ³ /mês		Volume	Clientes
1	0,00	7	18,31%	54,03%
2	7,01	20	41,27%	33,81%
3	20,01	30	17,75%	7,31%
4	30,01	Infinito	22,67%	4,86%

Fonte: Dados para Ano Base 2024.

Segmento Residencial Coletivo

A estrutura atual é composta por cinco classes, com encargos que incluem termo fixo e variável, e o modelo de cobrança é em faixa. A estrutura proposta mantém o número de classes, os encargos e o modelo de cobrança em faixa, mais revisa os limites das classes para permitir agrupar usuários com padrões de consumo similares, e ter uma distribuição balanceada dos clientes ou volume.

Residencial Coletivo	Atual	Proposta
Classes	5	5
Encargos	Termo Fixo + Termo Variável	Termo Fixo + Termo Variável
Cobrança	Faixa	Faixa

Estrutura Tarifária Proposta

Segmento Residencial Coletivo				
Classe	Volume m ³ /mês		Margem Fixa (R\$)	Margem Variável (R\$/m ³)
1	0,00	60	X	X
2	60,01	100	X	X
3	100,01	200	X	X
4	200,01	500	X	X
5	500,01	Infinito	X	X

Na estrutura proposta, a Classe 1 (0-60 m³/mês) apresenta competição principalmente com o botijão P13, enquanto a Classe 2 (60-100 m³/mês) compete com o botijão P45. A Classe 3 (100-200 m³/mês) é caracterizada pela elevada concorrência com o GLP.

Distribuição do Volume e Clientes por Classe

% de Volume e Clientes				
Classe	Volume m³/mês		Volume	Clientes
1	0,00	60	3,43%	23,23%
2	60,01	100	5,63%	18,66%
3	100,01	200	13,84%	24,91%
4	200,01	500	25,06%	20,49%
5	500,01	Infinito	52,03%	12,71%

Fonte: Dados para Ano Base 2024.

Segmento Comercial

Na estrutura atual do segmento comercial conta com 5 classes, os encargos incluem termo fixo e variável, e o modelo de cobrança é em faixa. Na proposta, foram adicionadas duas classes, totalizando sete, mantendo-se os encargos e o modelo de cobrança inalterados.

Comercial	Atual	Proposta
Classes	5	7
Encargos	Termo Fixo + Termo Variável	Termo Fixo + Termo Variável
Cobrança	Faixa	Faixa

Estrutura Tarifária Proposta

Segmento Comercial				
Classe	Volume m ³ /mês		Margem Fixa (R\$)	Margem Variável (R\$/m ³)
1	0,00	50	X	X
2	50,01	200	X	X
3	200,01	500	X	X
4	500,01	1.000	X	X
5	1.000,01	3.500	X	X
6	3.500,01	6.000	X	X
7	6.000,01	Infinito	X	X

Na estrutura proposta, a Classe 1 (0–50 m³/mês) é composta por pequenos clientes comerciais. A Classe 2 (50–200 m³/mês) inclui clientes pequenos e médios, e apresenta competição com o botijão P45.

A Classe 3 (200–500 m³/mês) compete com botijões P45 e P90, além do GLP Granel, enquanto, a Classe 4 (500–1.000 m³/mês) apresenta elevada competição com GLP Granel.

As Classe 5 (1.000–3.500 m³/mês), 6 (3.500–6.000 m³/mês) e 7 (+6.000 m³/mês) visa melhor segmentar e atender as necessidades do mercado, inclusive as redes comerciais.

Distribuição do Volume e Clientes por Classe

% de Volume e Clientes				
Classe	Volume m³/mês		Volume	Clientes
1	0,00	50	0,84%	17,73%
2	50,01	200	7,78%	26,59%
3	200,01	500	25,36%	32,42%
4	500,01	1.000	24,94%	15,21%
5	1.000,01	3.500	25,25%	6,84%
6	3.500,01	6.000	10,02%	0,92%
7	6.000,01	Infinito	5,79%	0,29%

Fonte: Dados para Ano Base 2024.

Segmento Cogeração e Climatização

A estrutura atual do Cogeração e Climatização é composta por seis classes, enquanto a estrutura proposta diminuiu a quantidade, passando a contar com duas, seguindo as diretrizes da ARSP. Em ambas as estruturas, os encargos incluem termo fixo e variável, e a modelo de cobrança é em faixa.

Cogeração e Climatização	Atual	Proposta
Classes	6	2
Encargos	Termo Fixo + Termo Variável	Termo Fixo + Termo Variável
Cobrança	Faixa	Faixa

Estrutura Tarifária Proposta

Segmento Cogeração e Climatização				
Classe	Volume m ³ /mês		Margem Fixa (R\$)	Margem Variável (R\$/m ³)
1	0,00	15.000	X	X
2	15.000,01	Infinito	X	X

A primeira classe da estrutura proposta (0–15.000 m³/mês) corresponde ao consumo atual dos clientes existentes. A Classe 2 (15.000–1.500.000 m³/mês) unifica as faixas superiores da estrutura atual, acomodando potenciais novos clientes com maior consumo.

Distribuição do Volume e Clientes por Classe

% de Volume e Clientes				
Classe	Volume m ³ /mês		Volume	Clientes
1	0,00	15.000	100,00%	100,00%
2	15.000,01	Infinito	0,00%	0,00%

Fonte: Dados para Ano Base 2024.

Termoelétricas

Estrutura Tarifária Proposta

Segmento Termoelétrico				
Anos de contrato	Volume m³ mês		Parcela de Reserva de Capacidade - PRC (R\$)	Parcela de Uso de Capacidade - PUC (R\$/m³)
10	0,00	Infinito	X	X

Anos de contrato	Volume m³ mês		Parcela de Reserva de Capacidade - PRC (R\$)	Parcela de Uso de Capacidade - PUC (R\$/m³)
15	0,00	Infinito	X	X

Para o segmento termoelétrico, as estruturas foram definidas exclusivamente com base na duração do contrato prevista para cada leilão que estabelece o período de vigência da tabela.

As margens não estão sujeitas às revisões tarifárias durante sua vigência, mas são reajustadas anualmente, em agosto, juntamente com os demais segmentos.

Alinhados com a NT da ARSP se manterá a parcela de capacidade na estrutura, Parcela de Reserva de Capacidade (PRC), que é calculada em função da capacidade contratada, e pela Parcela de Uso de Capacidade (PUC), que depende do volume despachado. A PRC por R\$/m³/mês aprimora a isonomia entre projetos e simplifica o entendimento da estrutura tarifária.

Em resumo, a estrutura tarifária considera as características e a distribuição do mercado, evitando a proposição de segmentos ou faixas sem demanda associada. Há redução na quantidade de faixas nos segmentos Gás Natural Veicular, Cogeração e

		<p>Climatização e Matéria Prima. Foi realizada a adequação da estrutura atual do segmento GNV, simplificando e segmentando os clientes entre postos e frotas, além de propor um novo segmento para frotistas. Mantêm-se os encargos fixo e variável para todas as classes em todos os segmentos, com exceção do GNV postos, por se tratar de revenda.</p> <p>Propõe-se uma abordagem especial para o segmento industrial, com uma cobrança em cascata, e uma nova segmentação para clientes com contratos de longo prazo, que podem contribuir para estimular o aumento do volume projetado a longo e assim dar maior sustentabilidade a remuneração da infraestrutura,</p> <p>Com relação a implantação da tarifa social nos termos do art. 14 da Lei Estadual Nº 11.173/2020 e PARECER_TÉCNICO_ARSP.DC. ASTET_Nº_12.2023, essa segmentação não foi incluída na estrutura tarifária, considerando que não há indicação dos recursos para sua implantação. Além disso, respeita-se o princípio enunciado na Nota Técnica de “Responsabilidade pelos Custos: a tarifa deve refletir a forma como os diferentes usuários demandam e consomem, de modo que os custos sejam atribuídos conforme o nível de utilização dos serviços.”; portanto, o custo da segmentação não deve recair sobre os demais consumidores.</p>	
<p>Fator X: Item 184 NT_GET_004-2025</p>	<p>Sugestão de revisão do texto dos itens da NT, conforme análise detalhada na coluna</p>	<p>Quanto a metodologia de Fator X, a Nota Técnica ARSP/DP/GET Nº 04/2025 traz, em seu parágrafo 184 a seguinte indicação: <i>“184. Considerando a necessidade de aprofundamento dos estudos sobre o tema, para a adequada aplicação metodológica,</i></p>	<p>Aceita parcialmente. O fator X aplicável ao segundo tarifário foi definido como 0 (zero), conforme detalhamento apresentado na nota técnica final.</p>

	<p>“Justificativa para o texto sugerido”.</p>	<p><i>e ainda, tendo em vista que os efeitos do fator X serão aplicados nos reajustes anuais, como define o item 101 da seção IX da Resolução ARSP nº 084/2025, decidiu-se por remeter essa definição para discussão em uma consulta pública adicional, a ser realizada após a conclusão da 1ª RTO.”</i></p> <p>A ES Gás entende pelo exposto acima que a necessidade de aprimoramento dos estudos se refere a dificuldade em se analisar ganhos de produtividade em uma concessão tão recente como a do Espírito Santo.</p> <p>O Fator X é uma metodologia que busca capturar a produtividade ou ganhos de escala em monopólios naturais, como é o caso de indústrias de rede como a de gás canalizado. Essa produtividade é calculada através da Produtividade Total dos Fatores (PTF) que relaciona a evolução de insumos e produtos no tempo. Ou seja, uma vez definido os custos gerenciáveis dessas companhias, se define o quanto eles terão de evolução de forma unitária ao longo do ciclo tarifário. Através da Resolução 84/2025, a ARSP definiu que:</p> <p><i>“98. (...) Para isso, serão utilizados direcionadores eficientes na projeção dos custos operacionais, considerando valores eficientes no fluxo de caixa, de acordo com a tabela a seguir:</i></p>	<p>No entanto, o fator X aplicável ao terceiro ciclo tarifário deverá ser objeto de novo estudo específico. Além disso, o item XVIII da Cláusula I do contrato de concessão é cristalino em indicar que a definição do fator X deve ser definido por regulamento por ocasião da RTO.</p>
--	---	--	--

Tabela 1: Projeção custos operacionais

Conceito	Direcionadores dos custos	Direcionadores eficientes dos custos
Pessoal	Número de usuários	Regressão
Materiais	Volume distribuído	Regressão
Serv. Terceiros	Volume distribuído	Regressão
Outros	Volume distribuído	Regressão
Receitas irre recuperáveis	Receita requerida	Valor Regulatório RI/ Receitas
Outras receitas (Receitas Indiretas)	Receita requerida	Valor Regulatório OR e RInd/ Receitas
Tributos	Volume distribuído	Volume distribuído

Em estudos realizados pela consultoria Siglasul e apresentado à agência reguladora, observou-se que os dados históricos de custos, mercados e números de clientes da concessão não tiveram um comportamento estável ao longo do 1º ciclo tarifário. Isso se deu em grande parte pela troca de controle acionário da empresa que passou por movimentos de turnover e readequação de níveis técnicos à prestação do serviço.

O que se observa com base no histórico da companhia então é uma PTF negativa ao longo do primeiro ciclo, com a indicação que unitariamente os custos estão crescendo mais que o produto entregue. Esse resultado é perfeitamente possível, e ocorre em setores onde há uma pressão por custos maior para a qualidade da prestação do serviço do que para a expansão do volume ou clientes atendidos.

Na ES Gás entendemos que o resultado negativo obtido é uma junção desse aumento da qualidade e segurança entregue aos consumidores e de dados espúrios gerados pela troca acionária da companhia. Sendo assim, optamos por considerar ganhos de

		<p>escala produtiva já intrínsecos ao valor de PMSO apresentado para a agência. Entendemos que na ausência de volume de dados que permitam a aplicação da estatística, a melhor opção é técnica de engenharia.</p> <p>Dada necessidade de aprimoramento metodológico, a NT 004/2025, em seu parágrafo 184 propôs que os valores de Fator X a serem aplicados nos reajustes dos anos de 2026 e 2029 sejam definidos em consulta pública adicional a ser realizada após a conclusão da 1ª RTO.</p> <p>A definição do Fator X deve ocorrer, obrigatoriamente, no momento da Revisão Tarifária Ordinária (RTO), conforme expressamente previsto no Contrato de Concessão. O item XVIII do glossário contratual estabelece que o Fator X é o “<i>índice estabelecido pelo REGULAMENTO por ocasião da RTO, que tem por objetivo repassar os potenciais ganhos de produtividade da CONCESSIONÁRIA</i>”. Ou seja, o contrato é claro ao vincular a definição do Fator X ao momento da RTO, e não a uma etapa posterior.</p> <p>Adicionalmente, o item 5.3 do Contrato reforça que “<i>o FATOR X estabelecido nas REVISÕES TARIFÁRIAS ORDINÁRIAS se manterá fixo para os anos subsequentes do CICLO TARIFÁRIO</i>”, o que torna ainda mais evidente a impossibilidade de sua definição após a conclusão da RTO.</p> <p>O item 184 da Nota Técnica que define que o Fator X será objeto de consulta pública futura posterior a esta RTO</p>	
--	--	---	--

		<p>somente pode ser admitido para o caso de sua aplicação passar a vigor a partir da 2ª RTO, ou seja, no terceiro ciclo tarifário.</p> <p>Desta forma, tendo a metodologia aplicável já definida na Resolução ARSP nº 84/2025, e levando em consideração os estudos da consultoria SiglaSul apresentados a essa Agência, o valor do Fator X a ser estabelecido neste momento, como parte integrante da RTO em curso, deve ser igual a 0 (zero).</p> <p>Pleiteamos, portanto, que seja adotado nesta 1ª RTO o Fator X no valor de zero (0), conforme os critérios técnicos e legais aplicáveis ao presente caso, e que o resultado da consulta pública proposta determine as diretrizes para a aplicação do Fator X para o terceiro ciclo tarifário.</p>	
--	--	---	--

16. CONTRIBUIÇÕES DA EMPRESA CALDEN

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
<i>OPEX: Itens 101-115</i> NT_GET_004-2025	Sugestão de revisão da abordagem aos custos operacionais e a captura de incentivos.	A regulação por incentivo constitui-se como um dos principais instrumentos da regulação econômica contemporânea para induzir ganhos de eficiência e promover a modicidade tarifária nos serviços públicos. Os regimes por incentivos — como o price cap — separam a evolução das tarifas da variação direta dos	Não aceita. O contrato de concessão estabelece no artigo 12.2, que a margem média de distribuição definida no processo de

		<p>custos, transferindo à concessionária o risco de capturar eficiências operacionais.</p> <p>A captura de eficiências ocorre quando a concessionária, ao implementar melhorias de gestão, inovação tecnológica ou reestruturações operacionais, reduz o custo médio de fornecimento, gerando excedentes econômicos. Esses excedentes, temporariamente apropriados pela empresa durante o período regulatório, cumprem importante função: remuneram o capital de risco investido, financiam a expansão da infraestrutura e criam estímulos contínuos à produtividade. Ao fim do ciclo regulatório, essas eficiências serão compartilhadas com os clientes na forma de tarifas menores no ciclo subsequente, conforme os princípios da reversibilidade dos ganhos e da modicidade tarifária.</p> <p>Contudo, para que o modelo incentive de fato os comportamentos desejados e não penalize injustamente a concessionária ou os usuários, é essencial que a captura de eficiências seja avaliada à luz do histórico da empresa, das condições específicas da concessão e de fatores exógenos que impactam o desempenho. É nesse ponto que o caso da ES Gás merece atenção particular.</p> <p>A concessão de distribuição de gás canalizado no Espírito Santo foi, até 2019, regulada pelo modelo cost plus, com a operadora atuando como subsidiária de uma empresa de combustíveis líquidos. Essa estrutura levou a distorções, como o rateio de custos com a holding e a indefinição de OPEX atribuível ao serviço regulado — um ponto inclusive registrado publicamente pela ARSP nas análises tarifárias da época. Com a nova concessão e a criação da ES Gás, adotou-se o modelo price cap, conforme previsto contratualmente. No entanto, a tarifa inicial foi definida com base na última homologação do regime</p>	<p>revisão tarifária deve ser suficiente para a cobertura de custos eficientes.</p> <p><i>Figura 13: Contrato de concessão</i></p> <p><small>CONTRATO DE CONCESSÃO</small></p> <p>12.2. Sem prejuízo do disposto no ANEXO I, a MARGEM MÉDIA DE DISTRIBUIÇÃO é composta por:</p> <p>I - CUSTOS OPERACIONAIS EFICIENTES:</p> <p>a) despesas operacionais, comerciais e administrativas, conceituadas em REGULAMENTO; e</p> <p>b) custos com operação e manutenção;</p> <p>II - taxa de regulação e fiscalização dos SERVIÇOS PÚBLICOS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO prevista na legislação estadual;</p> <p>III - receitas irrecuperáveis, qualificadas, para efeito da execução deste CONTRATO, como parcela da receita total faturada e não recebida pela CONCESSIONÁRIA, apurada conforme REGULAMENTO;</p> <p>IV - gastos com pesquisa e desenvolvimento em projetos voltados a alocar recursos humanos e financeiros, visando à inovação e/ou ao aprimoramento dos produtos e da prestação de serviços, nos processos e usos finais do GÁS, de acordo com REGULAMENTO;</p> <p>A partir dessa premissa e considerando a metodologia de definição dos custos operacionais estabelecidas na resolução ARSP nº084/2025, foi realizada avaliação quantitativa e qualitativa da trajetória e os valores previstos pela concessionária em seu plano de negócios.</p> <p><i>Figura 14: Definição dos custos operacionais</i></p> <p><small>58. O regulador analisará a trajetória e os valores previstos pela concessionária em seu plano de negócios, realizando avaliação qualitativa e quantitativa de consistência, a fim de definir os montantes aplicáveis a cada ano do segundo ciclo tarifário.</small></p> <p>Como foi indicado na Nota Técnica ARSP/DP/GET Nº 04/2025, a ARSP identificou que as despesas de pessoal propostas pela concessionária apresentam um incremento do 90% entre os anos 5 e 6, um incremento muito superior ao crescimento que a mesma concessionária propôs na</p>
--	--	---	--

anterior, criando um ponto de partida descolado das reais condições operacionais da nova empresa.

Após a criação da ES Gás como empresa estatal, o Governo do Espírito Santo decidiu, ainda no primeiro quinquênio da concessão, realizar sua privatização. Essa decisão postergou a estruturação interna da empresa até a efetiva aquisição pelo novo controlador privado, o que só ocorreu após metade do primeiro ciclo regulatório já ter transcorrido.

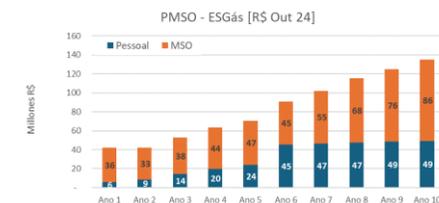
Assim, o uso de custos históricos para estimar a estrutura de custos e a eficiência futura se torna evidentemente inadequado. Ainda que a ARSP tenha corretamente evitado replicar valores passados sem critério, a projeção do OPEX para o segundo ciclo foi feita com simplificações. A adoção de apenas dois drivers — número de usuários para custos de pessoal (P) e extensão de rede para custos de materiais, serviços de terceiros e outros (MSO) — não reflete a complexidade da operação nem a dinâmica real de crescimento da concessão.

Destacam-se as seguintes limitações da metodologia aplicada:

- O crescimento de usuários é precedido pela construção de rede, o que implica antecipação de custos de pessoal.
- O uso de valores finais de rede e usuários em vez de médias anuais distorce a sensibilidade da projeção.
- Muitos custos de MSO são mais diretamente relacionados ao número de usuários e são inflexíveis

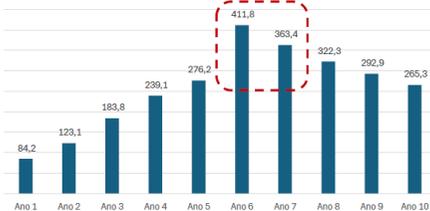
extensão da rede, na quantidade de usuários e no volume distribuído.

Figura 15: Incremento do PMSO



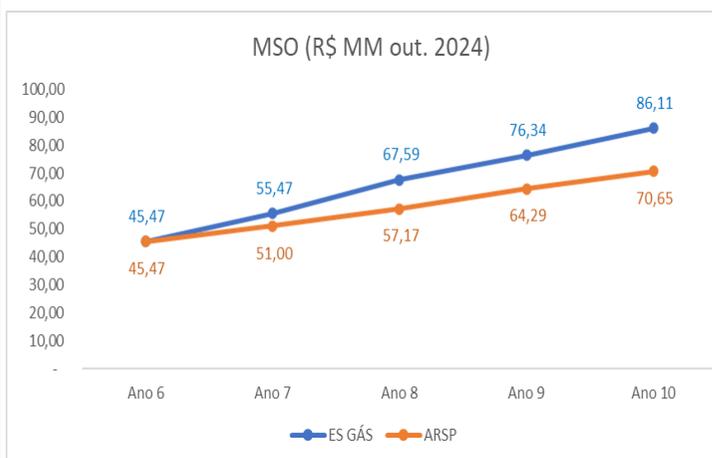
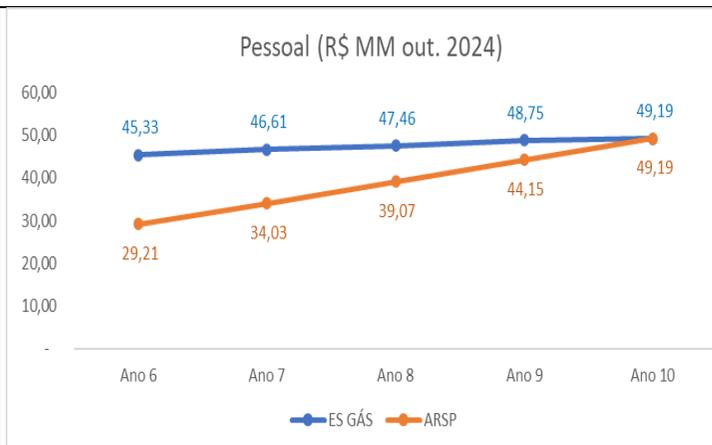
Foi identificado também que os indicadores Custos de pessoal/Ext rede e Custos de pessoal/Usuário obtidos a partir dos valores propostos pela concessionária, apresentam uma evolução atípica com um crescimento notório no ano 6 para posteriormente diminuir até atingir valores próximos aos registrados no último ano do primeiro ciclo.

A partir destas observações, a ARSP ajustou a projeção de custos de pessoal para que essa componente acompanhe a evolução da infraestrutura de rede, considerando como um valor razoável o custo unitário proposto pela concessionária em seu plano de negócios para o último ano do segundo ciclo tarifário.

		<p>(ex.: call center, faturamento, manutenção de medidores, emergências).</p> <ul style="list-style-type: none"> O atendimento a redes locais, terceirizado em sua maior parte, e vinculado principalmente a custos de energia, diesel, frete, entre outros, se aproxima melhor de preços de mercado, o que recomendaria o uso de mecanismo de neutralidade — como adotado em várias regulações para insumos concorrenciais, a exemplo da molécula de gás. O custo de odorização, por sua vez, está ligado ao volume distribuído, não à extensão de rede. <p>Dessa forma, a simplificação metodológica pode comprometer a acurácia da projeção tarifária e prejudicar tanto os incentivos regulatórios corretos quanto a sustentabilidade econômico-financeira da concessão, desrespeitando os princípios estabelecidos na legislação estadual e no próprio Contrato de Concessão.</p> <p>Com base nessas considerações, a seguir apresentam-se os gráficos comparativos entre a projeção de OPEX feita na NT 004/2025 e as estimativas do Plano de Negócios da concessionária para o segundo ciclo tarifário.</p>	<p>Como é possível verificar na Figura 15 da Nota Técnica ARSP/DP/GET Nº 04/2025 o custo unitário por usuário adotado na projeção é muito superior aos valores registrados pela própria concessionária no primeiro ciclo.</p> <p><i>Figura 16: Evolução indicador custos de pessoal/usuários (R\$ Out 24/Usuário)</i></p>  <table border="1"> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Valor (R\$ Out 24/Usuário)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Ano 1</td><td>84,2</td></tr> <tr><td>Ano 2</td><td>123,1</td></tr> <tr><td>Ano 3</td><td>183,8</td></tr> <tr><td>Ano 4</td><td>239,1</td></tr> <tr><td>Ano 5</td><td>276,2</td></tr> <tr><td>Ano 6</td><td>411,8</td></tr> <tr><td>Ano 7</td><td>363,4</td></tr> <tr><td>Ano 8</td><td>322,9</td></tr> <tr><td>Ano 9</td><td>292,9</td></tr> <tr><td>Ano 10</td><td>265,3</td></tr> </tbody> </table> <p>Além de que a resolução ARSP nº084/2025 no “item VII.2 Avaliação Quantitativa”, estabelece que a base de custos operacionais eficientes deve estar composta com os resultados do primeiro ciclo tarifário, a ARSP optou por considerar como referência um custo unitário obtido do próprio plano de negócios da concessionária.</p> <p><i>Figura 17: Item VII.2 Avaliação Quantitativa</i></p> <p>Os custos de materiais, serviços de terceiros e outros também foram</p>	Ano	Valor (R\$ Out 24/Usuário)	Ano 1	84,2	Ano 2	123,1	Ano 3	183,8	Ano 4	239,1	Ano 5	276,2	Ano 6	411,8	Ano 7	363,4	Ano 8	322,9	Ano 9	292,9	Ano 10	265,3
Ano	Valor (R\$ Out 24/Usuário)																								
Ano 1	84,2																								
Ano 2	123,1																								
Ano 3	183,8																								
Ano 4	239,1																								
Ano 5	276,2																								
Ano 6	411,8																								
Ano 7	363,4																								
Ano 8	322,9																								
Ano 9	292,9																								
Ano 10	265,3																								

66. A seguir, será realizada a avaliação quantitativa por meio da construção de indicadores, com sua comparação com os resultados do primeiro ciclo tarifário e com outras concessionárias do serviço de distribuição de gás canalizado, a fim de compor uma base de custos operacionais eficientes no âmbito da regulação por incentivos.

67. Os custos referidos serão comparados com os resultados de planos de negócios de



Não é mera coincidência que os valores projetados para a linha de Pessoal no ano 10 coincidam com os valores finais do plano da Concessionária, enquanto os valores de MSO coincidem no ano 6. Tal correlação sugere que a ARSP tenha adotado uma estratégia de projeção simplificada, utilizando os menores coeficientes (drivers) observados para cada categoria de custo

projetados a partir de um custo unitário de referência baseado nos valores apresentados pela concessionária no plano de negócios.

Ao que se refere as limitações apontadas na contribuição, podemos indicar:

- Os indicadores Custos de pessoal/Ext rede e Custos de pessoal/Usuário não apresentam variações significativas que possibilitem verificar a afirmação feita na contribuição. Mediante a comparação das Figura 18 e Figura 19 da Nota Técnica ARSP/DP/GET Nº 04/2025 é possível verificar que os dois indicadores de custos unitários apresentam a mesma evolução com valores unitários crescentes no primeiro ciclo tarifário e decrescentes no segundo ciclo tarifário.

- A margem média de distribuição é obtida a partir de um fluxo de caixa com detalhe anual e a concessionária apresentou o plano de negócios com dados anuais. Também devemos indicar que a própria concessionária no documento “plano de negócios” suportou sua projeção de custos

ao longo do ciclo anterior, e os tenha replicado linearmente para os demais anos do novo ciclo regulatório.

Embora essa metodologia possa ser válida em concessões já maduras, com crescimento vegetativo e comportamento estável de custos, sua aplicação no caso da ES Gás compromete a sensibilidade do modelo em relação à dinâmica real da concessão. Trata-se de uma empresa em processo de consolidação, com projeção de duplicação do número de usuários e significativo crescimento da malha de distribuição. A utilização do menor valor do driver pessoal/usuário, encontrado no último ano do primeiro ciclo, ignora o fato de que o custo marginal de atendimento não é linear. Tal escolha implica, equivocadamente, que o custo médio para atender 90 mil usuários será mantido quando esse número dobrar para 180 mil — desconsiderando que apenas parte da estrutura de pessoal cresce proporcionalmente aos usuários, sendo outra parte fixa ou sem relação direta com o volume atendido.

De forma análoga, ao utilizar como base o driver de MSO calculado para o primeiro ano do ciclo anterior — período em que a rede era menor e concentrada em áreas centrais —, a projeção parte do pressuposto de que nenhuma nova expansão será realizada. Isso contraria o próprio objetivo da concessão, que prevê a interiorização do serviço, inclusive em regiões mais afastadas e com maior custo operacional.

Além disso, tal abordagem gera desequilíbrios regulatórios ao elevar o risco de subfinanciamento da operação. Ao ignorar os efeitos do aumento da rede sobre os custos operacionais —

operacionais com uma comparativa de custos unitários anuais.

- A projeção dos custos MSO é feita a partir de um indicador unitário e, portanto, o valor total aumenta com a expansão da concessionária. Na Figura 16, e possível visualizar que a projeção dos custos PMSO aumenta durante o segundo ciclo tarifário.

Também devemos indicar que, os indicadores custos MSO/Ext rede e custos MSO/Usuários apresentam uma evolução similar, portanto, a projeção dos custos MSO acompanha a evolução da quantidade de usuários.

Figura 18: Evolução indicador custos MSO/Ext. Rede (R\$/Km)

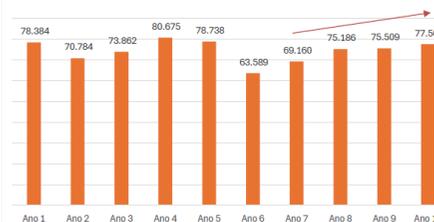


Figura 19: Evolução indicador custos MSO/Usuários (R\$/Usuários)

como transporte, combustível, manutenção, logística e atendimento a redes locais —, o modelo proposto reduz a previsibilidade econômica da concessão, o que contraria os princípios da **razoabilidade, transparência, sustentabilidade econômico-financeira e modicidade tarifária**, todos consagrados na referida legislação e no Contrato de Concessão.

Diante da excepcionalidade do caso — marcado por uma troca de modelo regulatório, um período inicial de incerteza institucional e um plano de expansão agressivo — impõe-se a aplicação do **princípio da razoabilidade**. Este princípio recomenda que, diante de incertezas relevantes e assimetrias informacionais, o regulador adote uma postura cautelosa, evitando decisões que possam comprometer a continuidade e qualidade do serviço, por um ganho marginal tarifário. Nessa linha, seria recomendável que a ARSP aceitasse, neste ciclo, a projeção de custos apresentada pela Concessionária, condicionando-a ao cumprimento das metas de qualidade e segurança, e utilizando o ciclo subsequente para verificar a ocorrência de eventuais ganhos de eficiência, os quais poderiam então ser revertidos em favor do consumidor.

Essa abordagem está plenamente alinhada com os objetivos do Poder Concedente, expressos no Contrato de Concessão e na política estadual de gás canalizado, e assegura que a concessionária disponha de recursos adequados para cumprir seu plano de negócios — instrumento essencial para a expansão sustentável da infraestrutura e a realização do interesse público.



O comentário na contribuição poderia ser interpretado como que os custos MSO não devem variar em função de sua inflexibilidade e deveria ser mantido constante no tempo, o que não acontece no ajuste praticado pela ARSP. Além disso, a contribuição não apresenta um detalhe da relevância dos custos influenciáveis pela quantidade de usuários, e até num comentário posterior indica que outro custo relevante como o custo de odorização está ligado ao volume e não à extensão de rede nem aos usuários.

-Os custos projetados consideram o custo de atendimento à rede local.

-O indicador custo PMSO por m³ de gás apresenta uma evolução crescente durante o segundo ciclo.

			<p><i>Figura 20: PMSO / Volume (R\$ / Mil m3)</i></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>PMSO / Volume (R\$ / Mil m3)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2021</td><td>90</td></tr> <tr><td>2022</td><td>85</td></tr> <tr><td>2023</td><td>95</td></tr> <tr><td>2024</td><td>110</td></tr> <tr><td>Ano 5</td><td>125</td></tr> <tr><td>Ano 6</td><td>135</td></tr> <tr><td>Ano 7</td><td>145</td></tr> <tr><td>Ano 8</td><td>160</td></tr> <tr><td>Ano 9</td><td>155</td></tr> <tr><td>Ano 10</td><td>160</td></tr> </tbody> </table> <p>No que se refere ao comentário acerca da diferença entre custo médio e custo marginal, é importante destacar que a própria projeção da concessionária não atinge essa premissa uma vez que a proposta da ESGás (2° ciclo tarifário) apresenta valores unitários superiores aos históricos (1° ciclo tarifário). Observa-se que o custo unitário de pessoal, tanto por quilômetro de rede quanto por usuário, apresentou aumento ao longo do primeiro ciclo, independentemente do crescimento no número de usuários ou da expansão da rede.</p> <p>Nesse sentido devemos indicar que a partir da contribuição, poder-se-ia inferir que, da mesma forma que o custo médio para atender 90 mil usuários deveria ser superior ao</p>	Ano	PMSO / Volume (R\$ / Mil m3)	2021	90	2022	85	2023	95	2024	110	Ano 5	125	Ano 6	135	Ano 7	145	Ano 8	160	Ano 9	155	Ano 10	160
Ano	PMSO / Volume (R\$ / Mil m3)																								
2021	90																								
2022	85																								
2023	95																								
2024	110																								
Ano 5	125																								
Ano 6	135																								
Ano 7	145																								
Ano 8	160																								
Ano 9	155																								
Ano 10	160																								

			<p>necessário para atender 180 mil, também seria razoável supor que o custo médio para atender 90 mil usuários fosse inferior ao exigido para atender os 70 mil usuários observados no segundo ano regulatório, e portanto, a projeção dos custos unitários deveria observar uma redução no tempo o que não acontece na proposta da ESGás onde o valor unitário em qualquer ano do 2º ciclo tarifário é superior aos valores históricos do 1º ciclo tarifário.</p> <p>A mesma interpretação poderia ser feita para o comentário do custo MSO onde o valor unitário projetado para o segundo ciclo tarifário deveria ser inferior ao custo unitário registrado no primeiro ciclo.</p> <p>A avaliação dos custos operacionais feita pela ARSP está alinhada com as práticas desenvolvidas por outras agencias com regulação por incentivos, como é indicado nos seguintes exemplos.</p> <p><i>Figura 21: SEDE (Minas Gerais) Nota Técnica SEDE/DIEN n°07/2022</i></p>
--	--	--	---

Para os custos operacionais com MSO, recomenda-se a utilização do mínimo histórico da Gasnig entre 2014 e 2020, desconsiderando-se o ano de 2017.

Figura 22: ARSESP (São Paulo) Nota Técnica Final 0025-2021

Para a projeção de Opex, a Arseps tomou por base os valores de custos e despesas operacionais realizados no último ano regulatório do 4º Ciclo Tarifário (junho/19 a maio/20), este sim apresentados com contas contábeis abertas, como as demais informações históricas enviadas pela Concessionária.

Tabela 4: Evolução comparativa das projeções das despesas de Pessoal - Naturgy x Arseps - R\$ mil de maio/19

Data Tarifária	Histórico CT		Projeção CT					TOTAL
	Ano 1	Ano 2	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	
Despesa Pessoal Naturgy	1.510	1.510	1.510	1.510	1.510	1.510	1.510	1.510
Despesa Pessoal Arseps	445	1.077	458	339	338	338	338	1.863

Fonte: PN Naturgy e Arseps

Tabela 5: Evolução comparativa das projeções das despesas com MSO - Naturgy x Arseps - R\$ mil de maio/19

Data Tarifária	Histórico MSO		Projeção MSO					TOTAL
	Ano 1	Ano 2	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	
MSO Pessoal Naturgy	17.821	18.802	18.307	18.310	18.881	18.818	18.818	18.818
MSO Pessoal Arseps	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Total	27.821	28.802	28.307	28.310	28.881	28.818	28.818	28.818

Fonte: PN e Arseps

Outro ponto a destacar é que o custo unitário proposto pela ARSP é superior aos valores de realizados por outras concessionárias com regulação por incentivos.

Como é possível verificar nas Tabela 6 e Tabela 7, o valor unitário de custo de pessoal por usuário proposto pela ARSP é superior ao valor praticado pelas concessionárias COMGÁS, GNSPS, CEG RIO é CEG.

			<p>Também o custo MSO por quilometro de rede proposto pela ARSP é superior ao valor praticado pelas concessionárias COMGÁS, GNSPS, CEG RIO é GASMIG</p> <p><i>Tabela 6: Custo de pessoal por usuário é PMSO por usuário (R\$/usuário)</i></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Empresa</th> <th colspan="2">Pessoal/Usuário (R\$/Usuário)</th> <th colspan="2">PMSO/Usuário (R\$/Usuário)</th> </tr> <tr> <th></th> <th>Var %</th> <th></th> <th>Var %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ESGÁS</td> <td>265</td> <td></td> <td>646</td> <td></td> </tr> <tr> <td>COMGÁS</td> <td>93</td> <td>286%</td> <td>453</td> <td>143%</td> </tr> <tr> <td>GNSPS</td> <td>41</td> <td>646%</td> <td>326</td> <td>198%</td> </tr> <tr> <td>CEG RIO</td> <td>60</td> <td>445%</td> <td>666</td> <td>97%</td> </tr> <tr> <td>GASMIG</td> <td>593</td> <td>45%</td> <td>1.452</td> <td>45%</td> </tr> <tr> <td>CEG</td> <td>77</td> <td>343%</td> <td>453</td> <td>143%</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Tabela 7: MSO por km de rede é PMSO por km de rede (R\$/km)</i></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Empresa</th> <th colspan="2">MSO/Rede (R\$/Km)</th> <th colspan="2">PMSO/Rede (R\$/Km)</th> </tr> <tr> <th></th> <th>Var %</th> <th></th> <th>Var %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ESGÁS</td> <td>63.589</td> <td></td> <td>107.863</td> <td></td> </tr> <tr> <td>COMGÁS</td> <td>14.562</td> <td>437%</td> <td>52.465</td> <td>206%</td> </tr> <tr> <td>GNSPS</td> <td>41.715</td> <td>152%</td> <td>16.662</td> <td>647%</td> </tr> <tr> <td>CEG RIO</td> <td>39.029</td> <td>163%</td> <td>42.863</td> <td>252%</td> </tr> <tr> <td>GASMIG</td> <td>49.189</td> <td>129%</td> <td>83.113</td> <td>130%</td> </tr> <tr> <td>CEG</td> <td>73.271</td> <td>87%</td> <td>88.349</td> <td>122%</td> </tr> </tbody> </table>	Empresa	Pessoal/Usuário (R\$/Usuário)		PMSO/Usuário (R\$/Usuário)			Var %		Var %	ESGÁS	265		646		COMGÁS	93	286%	453	143%	GNSPS	41	646%	326	198%	CEG RIO	60	445%	666	97%	GASMIG	593	45%	1.452	45%	CEG	77	343%	453	143%	Empresa	MSO/Rede (R\$/Km)		PMSO/Rede (R\$/Km)			Var %		Var %	ESGÁS	63.589		107.863		COMGÁS	14.562	437%	52.465	206%	GNSPS	41.715	152%	16.662	647%	CEG RIO	39.029	163%	42.863	252%	GASMIG	49.189	129%	83.113	130%	CEG	73.271	87%	88.349	122%
Empresa	Pessoal/Usuário (R\$/Usuário)		PMSO/Usuário (R\$/Usuário)																																																																														
		Var %		Var %																																																																													
ESGÁS	265		646																																																																														
COMGÁS	93	286%	453	143%																																																																													
GNSPS	41	646%	326	198%																																																																													
CEG RIO	60	445%	666	97%																																																																													
GASMIG	593	45%	1.452	45%																																																																													
CEG	77	343%	453	143%																																																																													
Empresa	MSO/Rede (R\$/Km)		PMSO/Rede (R\$/Km)																																																																														
		Var %		Var %																																																																													
ESGÁS	63.589		107.863																																																																														
COMGÁS	14.562	437%	52.465	206%																																																																													
GNSPS	41.715	152%	16.662	647%																																																																													
CEG RIO	39.029	163%	42.863	252%																																																																													
GASMIG	49.189	129%	83.113	130%																																																																													
CEG	73.271	87%	88.349	122%																																																																													
<p>Determinação da Margem Média</p> <p>Itens 101-115</p> <p>NT_GET_004-2025</p>	<p>Inclusão de informação para suporte ao cálculo da Margem Média</p>	<p>Incluimos lista calculada de margem média em diversos estados brasileiros para subsídio na tomada de decisão da ARSP, mostrando o posicionamento da margem média da concessionária estaria entre os mais baixos, abaixo da média e mediana, mesmo considerando o pleito apresentado:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Estado/Região</th> <th>Margem Média Estimada (R\$/m³)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="2" style="background-color: #0056b3; color: white; text-align: center;">[Redacted]</td> </tr> </tbody> </table>	Estado/Região	Margem Média Estimada (R\$/m ³)	[Redacted]		<p>Não aceita</p> <p>A tarifa de cada concessionária é afetada por muitos fatores além dos custos. A estrutura e composição do mercado, tamanho da área de concessão, densidade de usuários e o modelo regulatório incidem na tarifa do serviço.</p>																																																																										
Estado/Região	Margem Média Estimada (R\$/m ³)																																																																																
[Redacted]																																																																																	

		<table border="1"> <tr><td>Mato Grosso do Sul</td><td>0,41</td></tr> <tr><td>Pernambuco</td><td>0,43</td></tr> <tr><td>Bahia</td><td>0,45</td></tr> <tr><td>Paraná</td><td>0,53</td></tr> <tr><td>Sergipe</td><td>0,55</td></tr> <tr><td>Sul de São Paulo</td><td>0,57</td></tr> <tr><td>Minas Gerais</td><td>0,66</td></tr> <tr><td>Santa Catarina</td><td>0,69</td></tr> <tr><td>Rio Grande do Sul</td><td>0,82</td></tr> <tr><td>Alagoas</td><td>0,84</td></tr> <tr><td>Oeste de São Paulo</td><td>0,90</td></tr> <tr><td>São Paulo Capital</td><td>0,99</td></tr> <tr><td>Rio de Janeiro Capital</td><td>1,46</td></tr> <tr><td>Paraíba</td><td>1,48</td></tr> <tr><td>Média Simples</td><td>0,77</td></tr> <tr><td>Mediana</td><td>0,675</td></tr> </table>	Mato Grosso do Sul	0,41	Pernambuco	0,43	Bahia	0,45	Paraná	0,53	Sergipe	0,55	Sul de São Paulo	0,57	Minas Gerais	0,66	Santa Catarina	0,69	Rio Grande do Sul	0,82	Alagoas	0,84	Oeste de São Paulo	0,90	São Paulo Capital	0,99	Rio de Janeiro Capital	1,46	Paraíba	1,48	Média Simples	0,77	Mediana	0,675	<p>A comparativa apresentada na contribuição inclui concessionária com regulação por custo de serviço ou com mercado residencial muito desenvolvido.</p> <p>Além disso a margem média pode gerar uma interpretação equivocada, já que uma concessionária pode ter margens por faixa e segmento superiores a outra, mas sua margem média ser inferior, já que a margem média é influenciada pela composição do mercado e a ponderação de cada segmento.</p>
Mato Grosso do Sul	0,41																																		
Pernambuco	0,43																																		
Bahia	0,45																																		
Paraná	0,53																																		
Sergipe	0,55																																		
Sul de São Paulo	0,57																																		
Minas Gerais	0,66																																		
Santa Catarina	0,69																																		
Rio Grande do Sul	0,82																																		
Alagoas	0,84																																		
Oeste de São Paulo	0,90																																		
São Paulo Capital	0,99																																		
Rio de Janeiro Capital	1,46																																		
Paraíba	1,48																																		
Média Simples	0,77																																		
Mediana	0,675																																		

17. CONTRIBUIÇÕES DA ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES – ABRACE ENERGIA

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP

<p>Seção 2.1 Nota Técnica ARSP/GET nº 04/2025</p>	<p>Revisão conforme justificativa.</p>	<p>Na Nota Técnica ARSP/GET nº 04/2025, foi apresentada a projeção de volume realizada pela ES Gás para os anos do 2º ciclo tarifário e a avaliação desta agência reguladora sobre a coerência dessa demanda. Verifica-se que há uma projeção de aumento na demanda do mercado não-térmico ao longo do ciclo: passando de 625 MM m³/dia no ano 5 para 826 MM m³/dia no ano 10 - um crescimento de aproximadamente 28% no volume distribuído para o segmento.</p> <p>Contudo, com a retirada de projetos de expansão, verifica-se que há uma redução na demanda. Essa observação foi realizada também pela ARSP, que constatou que haveria “uma queda no volume se desconsiderados os efeitos dos 120 mil m³/dia associados à retomada de operações de um de seus principais clientes históricos”. Destacou ainda o regulador que “ao excluir a demanda associada aos projetos de investimento, verifica-se uma queda nos segmentos residencial, comercial e industrial.”.</p> <p>É necessário salientar que causa estranheza à ABRACE que ocorra uma redução do mercado quando retirados os projetos – especialmente os industriais. Nesse sentido, cabe-nos questionar a coerência das premissas utilizadas pela ES Gás no desenho do mercado não térmico do 2º ciclo tarifário.</p> <p>Sabe-se que diversas indústrias do estado do Espírito Santo têm apresentado projetos relevantes que geram ampliação efetiva da demanda por gás com efeitos no horizonte do 2º ciclo tarifário. Somente no conjunto de associados da ABRACE Energia (ArcelorMittal, Nestlé, Samarco, Suzano e Vale), há a expectativa de demanda de 1,32 BCM nos próximos cinco anos.</p>	<p>Não aceita. No que se refere ao fator K, a ARSP avaliou sua eventual adoção na definição das metodologias, objeto de regulamentação da Resolução ARSP nº 84/2025. Conforme indicado na seção IV.11 da Nota Técnica ARSP/DP/GET nº 01/2025, optou-se por não adotar o termo de ajuste K na metodologia de definição da margem média de distribuição no segundo ciclo tarifário por, no contexto atual da regulação tarifária da ES Gás, adicionar complexidade e incrementar o nível de incerteza do modelo de cálculo previsão contratual.</p> <p>No que se refere à demanda, conforme detalhamento apresentado na seção IV.2.2 da Nota Técnica ARSP/DP/GET nº 07/2025 (versão após CP), concluiu-se que a alternativa mais robusta consiste na adoção da projeção elaborada pela concessionária, com ajustes nos segmentos industrial e GNV. Adicionalmente, a Nota Técnica ARSP/DP/GET nº 07/2025 (seção IV.2.4) é proposto a adoção de um indicador de admissibilidade para fins de Revisão Tarifária Extraordinária.</p>
---	--	---	--

		<p>Considerando que há ainda um conjunto de grandes indústrias que estão alinhadas com uma perspectiva de aumento de demanda no estado, questiona-se: por que a exclusão dos investimentos em demanda previstos resultaria na queda do volume?</p> <p>A ABRACE Energia fez uma pesquisa junto a seus associados sobre a projeção de demanda e, somente considerando essas empresas, verifica-se que suas demandas apresentam resultados superiores àqueles projetados pela ES Gás, conforme evidenciado na Tabela 1, abaixo:</p> <table border="1" data-bbox="882 694 1606 1378"> <thead> <tr> <th>Cenário</th> <th>Ano 6</th> <th>Ano 7</th> <th>Ano 8</th> <th>Ano 9</th> <th>Ano 10</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Demanda projetada da ES Gás (Não Térmico)</td> <td>673.638.000</td> <td>687.259.000</td> <td>702.351.000</td> <td>805.019.000</td> <td>826.775.000</td> </tr> <tr> <td>Demanda projetada (Não Térmico)</td> <td>9.855.000</td> <td>31.537.000</td> <td>4.559.000</td> <td>73.042.000</td> <td>9.414.000</td> </tr> <tr> <td>Demanda sem projetos (Não Térmico)</td> <td>663.783.000</td> <td>655.723.000</td> <td>656.760.000</td> <td>731.978.000</td> <td>732.635.000</td> </tr> <tr> <td>Demanda dos associados ABRACE</td> <td>746.735.250</td> <td>743.815.250</td> <td>867.915.250</td> <td>1.202.985.250</td> <td>1.202.985.250</td> </tr> </tbody> </table>	Cenário	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Demanda projetada da ES Gás (Não Térmico)	673.638.000	687.259.000	702.351.000	805.019.000	826.775.000	Demanda projetada (Não Térmico)	9.855.000	31.537.000	4.559.000	73.042.000	9.414.000	Demanda sem projetos (Não Térmico)	663.783.000	655.723.000	656.760.000	731.978.000	732.635.000	Demanda dos associados ABRACE	746.735.250	743.815.250	867.915.250	1.202.985.250	1.202.985.250	<p>Esse indicador é previsto contratualmente e foi aplicado ao longo do primeiro ciclo tarifário, sendo no primeiro ciclo aferido por meio da comparação entre o volume distribuído e o volume aprovado para o respectivo período. No segundo ciclo, a utilização de um indicador de admissibilidade será mantida, condicionada à regulamentação específica a ser desenvolvida pela ARSP.</p>
Cenário	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10																												
Demanda projetada da ES Gás (Não Térmico)	673.638.000	687.259.000	702.351.000	805.019.000	826.775.000																												
Demanda projetada (Não Térmico)	9.855.000	31.537.000	4.559.000	73.042.000	9.414.000																												
Demanda sem projetos (Não Térmico)	663.783.000	655.723.000	656.760.000	731.978.000	732.635.000																												
Demanda dos associados ABRACE	746.735.250	743.815.250	867.915.250	1.202.985.250	1.202.985.250																												

Variação de demanda mapeada associadas x Projeção ES Gás	82.952.250	88.092.250	211.155.250	0	471.007.250	470.350.250
--	------------	------------	-------------	---	-------------	-------------

Fonte: elaboração própria.

Solicitamos que esta Agência **verifique com a concessionária as premissas utilizadas para a projeção de demanda**. A ABRACE Energia também se disponibiliza para explicar o racional dos números.

Cabe destacar que um possível subdimensionamento da demanda pode provocar uma grave assimetria tarifária ao longo do 2º ciclo da concessão, sobretudo considerando que o processo de revisão tarifária em curso não prevê a aplicação do Fator K. A ausência da aplicação do Fator K em um contexto no qual a demanda regulatória possa ter sido subestimada introduz riscos importantes ao equilíbrio da concessão. Explica-se. Ao projetar volumes inferiores aos que efetivamente serão demandados pelo mercado, a concessionária poderia capturar integralmente as receitas adicionais geradas por essa demanda excedente — sem a obrigação de repassá-las aos usuários ou de ajustar as tarifas no ciclo seguinte.

Isso pode resultar em ganhos indevidos à concessionária, assim como em tarifas artificialmente elevadas para os consumidores. Em outras palavras, o subdimensionamento da demanda para o

		<p>2º ciclo tarifário, somado à ausência de um mecanismo compensatório como o Fator K, cria uma lacuna à garantia da aplicação de tarifas justas e ao equilíbrio entre receita e demanda da concessão. Nesse sentido, cabe a ARSP: (i) reavaliar a projeção de demanda ou (ii) implementar o Fator k para o 2º ciclo tarifário.</p>	
<p>Seção 3.1 Nota Técnica ARSP/GET nº 04/2025</p>	<p>Revisão conforme justificativa.</p>	<p>Conforme apresentado na seção 3.1 da Nota Técnica ARSP/GET nº 04/2025, a Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) da ES Gás para o segundo ciclo tarifário parte de uma Base Inicial de R\$ 921.944.284,00, acrescida dos investimentos previstos para o ano 5 (2024/2025). Abaixo, replicam-se as tabelas apresentadas pela ARSP na nota técnica supracitada.</p>	<p>Não aceita</p> <p>O laudo de avaliação da BRR inicial está em processo de homologação. Os valores apresentados na Nota Técnica ARSP/DP/GET Nº 04/2025 são preliminares até que seja homologado o valor de laudo.</p>

Tabela 2 – BRR inicial em julho de 2024 (em R\$ Jul 24).

Tipo de Ativo	VOC	VNR	INA	DAC	VMU	IND	VBR
ATIVOS DE CONVERSÃO	23.522.000	31.554.485	-	4.351.489	27.202.996	-	27.202.996
CONJUNTO DE REGULAGEM E MEDIÇÃO – CRM, MEDIDORES E RAMAIS	34.425.822	53.860.618	-	7.306.446	46.554.172	-	46.554.172
EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS – ADMINISTRAÇÃO	251.861	312.780	-	32.465	280.315	-	280.315
EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS – DISTRIBUIÇÃO	34.010.848	49.627.369	-	7.561.075	42.066.294	-	42.066.294
EQUIPAMENTOS DE PROCESSAMENTO ELETRÔNICO DE DADOS – ADMINISTRAÇÃO	1.022.022	1.309.646	-	111.384	1.198.262	-	1.198.262
EQUIPAMENTOS DE PROCESSAMENTO ELETRÔNICO DE DADOS – DISTRIBUIÇÃO	51.874	68.242	-	10.559	57.683	-	57.683
EQUIPAMENTOS E MÓVEIS ADMINISTRATIVOS – ADMINISTRAÇÃO	601.031	768.239	-	81.972	686.267	-	686.267
EQUIPAMENTOS E MÓVEIS ADMINISTRATIVOS – DISTRIBUIÇÃO	620.320	925.226	-	138.596	786.629	-	786.629
ESTAÇÃO DE CONTROLE DE PRESSÃO	15.834.912	27.429.517	-	4.060.369	23.369.148	-	23.369.148
ESTAÇÃO DE ODORIZAÇÃO	4.419.191	8.573.344	-	1.261.363	7.311.981	-	7.311.981
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS OPERACIONAIS – ADMINISTRAÇÃO	32.649	49.174	-	7.868	41.306	-	41.306
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS OPERACIONAIS – DISTRIBUIÇÃO	12.249.320	17.770.470	-	2.097.972	15.672.498	-	15.672.498
OUTORGA	230.000.000	346.407.368	-	55.425.179	290.982.189	-	290.982.189
PONTOS DE RECEBIMENTO	9.595.740	15.129.956	-	2.412.930	12.717.026	-	12.717.026
RAMAIS DE SERVIÇOS, EXCETO SEGMENTOS RESIDENCIAL E COMERCIAL	183.615	276.546	-	12.398	264.148	-	264.148
REDE DE DISTRIBUIÇÃO CONSTRUÍDA EM AÇO	223.600.129	354.525.821	-	49.044.722	305.481.099	-	305.481.099
REDE DE DISTRIBUIÇÃO CONSTRUÍDA EM PEAD – POLIETILENO	127.386.198	200.441.282	-	30.486.026	169.955.256	-	169.955.256
SERVIDÕES	2.949.606	4.158.212	-	71.433	4.086.779	-	4.086.779
SOFTWARES E LICENÇAS	15.676.319	16.983.523	-	3.962.438	13.021.085	-	13.021.085
TERRENOS – DISTRIBUIÇÃO	733.624	1.104.925	-	-	1.104.925	-	1.104.925
OUTROS	64.994	67.480	-	3.310	64.169	-	64.169
VEÍCULOS – ADMINISTRAÇÃO	1.802.689	2.082.648	-	32.541	2.050.107	-	2.050.107
TOTAL	739.034.767	1.133.426.869	-	168.472.534	964.954.335	-	964.954.335

Fonte: Nota Técnica ARSP/GET nº 04/2025.

Tabela 3 – BRR Inicial em julho de 2024 (em R\$ Abr 25).

BRR Inicial	BRR Inicial (B.B + B.J) - Valor Bruto jul/24, em moeda de abril de 25	Depreciação acumulada (B.B + B.J) - em moeda de abril de 25	BRR Inicial (B.B + B.J) - Valor Líquido, em moeda de abril de 2025
ATIVOS DE CONVERSÃO	32.558.905	6.019.132	26.539.774
CONJUNTO DE REGULAGEM E MEDIÇÃO - CRM, MEDIDORES E RAMAIS	55.190.818	10.100.365	45.090.452
EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS - ADMINISTRAÇÃO	324.044	48.896	275.149
EDIFICAÇÕES, OBRAS CIVIS E BENFEITORIAS - DISTRIBUIÇÃO	50.857.908	10.095.059	40.762.849
EQUIPAMENTOS DE PROCESSAMENTO ELETRÔNICO DE DADOS - ADMINISTRAÇÃO	1.342.720	178.639	1.164.081
EQUIPAMENTOS DE PROCESSAMENTO ELETRÔNICO DE DADOS - DISTRIBUIÇÃO	69.911	14.110	55.801
EQUIPAMENTOS E MÓVEIS ADMINISTRATIVOS - ADMINISTRAÇÃO	787.479	121.605	665.874
EQUIPAMENTOS E MÓVEIS ADMINISTRATIVOS - DISTRIBUIÇÃO	947.853	186.692	761.161
ESTAÇÃO DE CONTROLE DE PRESSÃO	28.102.938	5.485.975	22.616.963
ESTAÇÃO DE ODORIZAÇÃO	8.789.349	1.707.350	7.081.999
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS OPERACIONAIS - ADMINISTRAÇÃO	50.376	10.429	39.947
MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS OPERACIONAIS - DISTRIBUIÇÃO	18.220.376	3.018.659	15.201.718
OUTORGA	354.879.305	73.467.568	281.411.737
PONTOS DE RECEBIMENTO	15.500.041	3.200.898	12.299.143
RAMAIS DE SERVIÇOS, EXCETO SEGMENTOS RESIDENCIAL E COMERCIAL	283.309	16.434	266.876
REDE DE DISTRIBUIÇÃO CONSTRUÍDA EM AÇO	363.196.307	67.433.735	295.762.573
REDE DE DISTRIBUIÇÃO CONSTRUÍDA EM PEAD - POLIETILENO	205.343.389	40.910.145	164.433.244
SERVIDÕES	4.275.655	106.421	4.169.234
SOFTWARES E LICENÇAS	17.777.561	17.623.256	154.305
TERRENOS - DISTRIBUIÇÃO	1.131.948	-	1.131.948
OUTROS	70.821	6.916	63.905
VEÍCULOS - ADMINISTRAÇÃO	2.133.582	138.030	1.995.552
TOTAL	1.161.834.597	239.890.312	921.944.284

Fonte: Nota Técnica ARSP/GET nº 04/2025.

		<p>Apesar de a ARSP indicar que essa Base Inicial foi determinada com base no laudo elaborado pela avaliadora da concessionária, considerando sua atualização para valores de abril/2025, não é possível verificar a sua composição detalhada no Laudo de Avaliação da empresa Real Valor. Ou seja, não há a devida segregação entre a Base Blindada e a Base Incremental correspondente aos anos 1 a 4 da concessão.</p> <p>Tampouco é detalhado como foram determinados os bancos de preços utilizados para valoração da Base Incremental pelo método VNR. Nota-se o texto do Laudo de Avaliação sobre a valoração das tubulações, item mais relevante dos ativos de distribuição:</p> <p>O procedimento de avaliação das instalações de tubulações, obras civis e benfeitorias, empregou o método comparativo direto e o método de quantificação de custos.</p> <p>Para poder avaliar as diferentes tipologias de instalação de redes foram elaborados orçamentos detalhados que consideraram:</p> <ul style="list-style-type: none">– Preços de referência relativos à data de corte de 07/2024, aplicados aos seus componentes básicos;– Custos das construções na região da obra analisada, utilizando-se o sistema PINI como base de referência. <p>O laudo se restringe a descrever superficialmente o método utilizado, mas não apresenta os dados. Como foram obtidos os “preços de referência”? E o detalhamento dos custos de construção do PINI? Como foram considerados cada um desses</p>	
--	--	---	--

		<p>critérios na composição do custo de cada ativo? Qual a correlação dos dados do PINI para ativos de distribuição de gás?</p> <p>Dessa forma, salientamos que o método VNR aplicado à Base Incremental é impossível de ser reproduzido. Há opacidade nas informações, permitindo à concessionária obter ganhos injustificáveis na valoração da BRR.</p> <p>Além disso, há dúvidas relevantes sobre a manutenção dos critérios aplicáveis à Base Blindada. Não foi possível confirmar se essa parcela foi devidamente atualizada apenas por índice de preços (IGP-M) e depreciação, conforme determina a Resolução ARSP nº 80/2024, ou se houve, indevidamente, a aplicação do VNR (Valor Novo de Reposição) — o que seria incompatível com o conceito de Base Blindada.</p> <p>Nesse sentido, sugere-se que a ARSP revise a Base de Ativos Regulatória (BAR) para assegurar que a Base Blindada tenha sido atualizada exclusivamente pelo IGP-M e depreciação acumulada, conforme previsto em regulamento.</p> <p>Adicionalmente, solicitamos a avaliação criteriosa do laudo de avaliação da BRR, especialmente na determinação do VNR da Base Incremental. Caso não seja possível realizar em tempo hábil, sugerimos a exclusão da BI do cálculo desta RTO até a efetiva fiscalização pela ARSP.</p>	
Seção 3.1 Nota Técnica ARSP/GET nº 04/2025	Revisão conforme justificativa.	Na seção 3.1 da Nota Técnica ARSP/GET nº 04/2025, observa-se que a ARSP considerou, para o ano 5 do ciclo tarifário (período de agosto/2024 a julho/2025), uma previsão de investimentos	<p>Não aceita.</p> <p>A ARSP considerou os valores de investimentos apresentados pela</p>

de R\$ 100.012.291,00, conforme proposto pela ES Gás e disposto na tabela abaixo.

Tabela 4 – CAPEX Incremental referente ao ano 5 (ago/24 – jul/25) (em R\$).

Capex Incremental, ref ao ano 5	CAPEX Bruto
Ativos de conversão	8.229.324
Estações de Transferência de Custódia – ETC	1.919.934
Estações de Controle de Pressão	3.282.109
Estações de Odorização	-
Edificações	5.931.326
Linha principal do Sistema de Distribuição - LPD	-
Rede de Distribuição - RD	53.196.986
Ramais	7.334.098
Medidores	354.805
Conjunto de Regulagem e Medição - CRM	3.226.467
Sistema de Proteção Catódica da Tubulação	1.183.213
Sistema de Supervisão e Controle	388.535
Sistema de Comunicação Local	-
Direitos, Marcas e Patentes, excluindo outorga	934.739
Fibra ótica	-
Móveis, Utensílios e Equipamentos em Geral	252.016
Sistema de Proteção e Combate a Incêndio	-
Terrenos	-
Urbanização e Benfeitorias	-
Veículos e Equipamentos de Transporte	2.864.484
Equipamentos de Oficina e Laboratório	3.046.370
Equipamentos de TI e Softwares	7.867.886
Almoxarifado e Obras em Andamento	-
TOTAL	100.012.291

Fonte: Nota Técnica ARSP/GET nº 04/2025.

concessionária para o ano 5, que se encontra alinhado com o montante investido nos primeiros meses do ano 5.

No entanto, essa previsão destoa significativamente do montante aprovado pela própria agência para o ano 5, que foi de R\$ 17.552.104,00, conforme tabela réplica dos investimentos aprovados para o 1º ciclo apresentada no Anexo ES Gás “Estudo sobre a variação de investimentos”.

Tabela 5 – Investimentos aprovados para o 1º ciclo tarifário

Financeiro		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Rede Aço (Linhares Fase II)	R\$	6 150 000	30 504 000	0	0	0
Rede PEAD	R\$	3 382 000	3 382 000	6 764 000	6 764 000	6 764 000
Grande Vitória		3 382 000	3 382 000	3 382 000	3 382 000	3 382 000
Linhares		0	0	1 691 000	1 691 000	1 691 000
Cachoeiro		0	0	1 691 000	1 691 000	1 691 000
Ramal de ligação	R\$	2 005 222	2 164 366	3 030 113	3 308 616	3 544 946
Grande Vitória		2 005 222	2 164 366	2 164 366	2 363 297	2 363 297
Linhares		0	0	432 873	472 659	590 824
Cachoeiro		0	0	432 873	472 659	590 824
Ligações de clientes res/com	R\$	3 188 552	3 188 552	4 594 452	4 594 452	4 945 927
Grande Vitória		3 188 552	3 188 552	3 188 552	3 188 552	3 188 552
Linhares		0	0	702 950	702 950	878 687
Cachoeiro		0	0	702 950	702 950	878 687
Outros investimentos	R\$	9 917 490	3 589 525	2 158 285	2 200 060	2 288 231
Total		24 643 264	42 828 444	16 546 849	16 867 128	17 543 103

Fonte: Estudo com a aplicação das diferenças entre investimentos aprovados e realizados no primeiro ciclo tarifário, calculado conforme art. 18 da Resolução 84/2025 da ARSP.

Importa destacar que o valor aprovado para o ano 5 durante o primeiro ciclo tarifário constituiria uma regra de investimento a ser seguida pela concessionária. Entende-se que **não deveria haver espaço para revisão desse valor no momento da 1ª RTO**, especialmente quando o valor previsto é cerca de R\$ 82 milhões maior do que o valor previamente aprovado e quando se

		<p>observa que, entre os anos 1 e 4, a ES Gás executou investimentos de R\$ 70.302.224,00, o que representa uma subexecução frente ao valor aprovado para o mesmo período (R\$ 100.885.683,00).</p> <p>Diante do exposto, sugere-se a glosa da previsão de investimentos para o ano 5 até o limite de R\$ 17,5 milhões, conforme aprovado pela ARSP no 1º ciclo tarifário. Os investimentos realizados no ano 5 do 1º ciclo deverão ser alvo de laudo e fiscalização para o próximo ciclo tarifário.</p>	
<p>Seção 3.2 Nota Técnica ARSP/GET nº 04/2025</p>	<p>Revisão conforme justificativa.</p>	<p>De acordo com os dados apresentados na seção 3.2 da Nota Técnica ARSP/GET nº 04/2025 e na planilha que contém a memória de cálculo da margem média do 2º ciclo tarifário, os investimentos considerados para esse período totalizam R\$ 965.891.100,00 ao final do 10º ano da concessão. Observa-se que esse montante representa uma ampliação significativa em relação aos valores praticados nos anos anteriores, sem que haja uma justificativa proporcional em termos de aumento da demanda.</p> <p>Ao final do décimo ano da concessão, a demanda projetada acumula um crescimento de apenas 28% em relação à demanda observada no início do período (ano 5). Por outro lado, a Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRLt), mesmo considerando a depreciação dos ativos, cresce cerca de 43%. Esse descompasso evidencia uma desproporção dos</p>	<p>Não aceita.</p> <p>ARSP avaliou a razoabilidade e prudência dos investimentos e ajustou os montantes incorporando as premissas de eficiência estabelecidas no contrato de concessão.</p> <p>Como foi indicado na Nota Técnica ARSP/DP/GET Nº 04/2025 uma parcela dos investimentos não gera demanda e estão vinculados com a melhoria na qualidade e segurança do serviço.</p>

		<p>investimentos frente ao incremento esperado do consumo, o que reforça a necessidade de maior prudência na delimitação dos investimentos do ciclo.</p> <p>Face a esse aumento desproporcional, evoca-se que o Contrato de Concessão traz obrigações quanto à prudência dos investimentos, delimitando, inclusive, um montante que deve ser investido pela concessionária. A cláusula 9.3 do contrato estabelece que, ao longo dos dois primeiros ciclos tarifários, deverão ser realizados investimentos com recursos próprios no valor de R\$ 298.000.000,00, voltados à ampliação do sistema de distribuição de gás canalizado.</p> <p>9.3. Os planos de investimentos da CONCESSIONÁRIA para os dois primeiros CICLOS TARIFÁRIOS contemplarão, pelo menos, a previsão obrigatória das seguintes aplicações:</p> <p>[...]</p> <p>II - investimentos, com recursos próprios, no montante de R\$ 298.000.000,00 (duzentos e noventa e oito milhões de reais), visando à ampliação do SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO. [g.n.].</p> <p>Esse valor de R\$ 298 milhões, estabelecido no momento da celebração do contrato, representava não apenas uma obrigação, mas também uma indicação clara do patamar de investimentos considerado adequado e prudente para o período inicial da concessão. Quando atualizado para moeda de abril de 2025, o valor de R\$ 298.000.000,00 corresponde a R\$ 434.048.498,58. Entende-se que esse montante deve ser</p>	
--	--	--	--

		<p>considerado como o limite de investimentos prudentes para os dois primeiros ciclos tarifários, uma vez que foi previamente acordado entre as partes e levou em conta as condições projetadas de expansão do sistema de distribuição.</p> <p>Dessa forma, entende-se que o valor a ser reconhecido como investimentos no 2º ciclo tarifário deve considerar o teto atualizado de R\$ 434 milhões, deduzindo-se os investimentos já realizados no 1º ciclo tarifário, que totalizaram R\$ 70.302.224,00 entre os anos 1 e 4. Assim, sugere-se que o valor máximo de investimentos a ser incorporado à Base de Remuneração Regulatória no 2º ciclo não ultrapasse R\$ 363.746.274,58.</p> <p>Nota-se ainda que o Poder Concedente, ao indicar os investimentos no contrato, determinou que visassem a “expansão do sistema de distribuição”. Causa-nos estranheza que, dentro do montante desproporcional de investimentos propostos, 31% não tem impacto direto na expansão do consumo. Tal fato ressalta a imprudência da proposição apresentada pela concessionária.</p>	
Seção 4 Nota Técnica ARSP/GET nº 04/2025	Revisão conforme justificativa.	Na seção 4 da Nota Técnica ARSP/GET nº 04/2025, esta agência apresenta a avaliação dos custos com PMSO para o segundo ciclo tarifário, que resultam em um total de R\$ 501.170.844,55 entre os anos 6 e 10. Esse valor representa um crescimento de aproximadamente 61% ao longo do período, descolando significativamente do crescimento da demanda, que, conforme já demonstrado, é de apenas 28%. Observa-se que a elevação	<p>Não aceita.</p> <p>A ARSP considera que a quantidade de usuários e a extensão de rede são melhores “drivers” que o volume para projetar os custos unitários. É importante considerar que uma parcela importante do aumento do volume está</p>

		<p>dos custos operacionais não encontra correspondência na evolução da demanda.</p> <p>Embora a ARSP tenha reduzido dos valores inicialmente propostos pela ES Gás com base em relações pessoal por número de clientes e MSO por quilômetro de rede, essa metodologia não é suficiente para assegurar a razoabilidade dos custos operacionais. Essas relações derivadas do Plano de Negócios da concessionária ainda mantêm o PMSO atrelado às premissas de investimentos feitas pela ES Gás e que, como já demonstrado na justificativa do item anterior, devem ser redimensionadas à luz do que dispõe o Contrato de Concessão sobre os investimentos necessários à ampliação do sistema de distribuição nos primeiros 10 anos da concessão.</p> <p>Ademais, entende-se necessário que os custos com PMSO sejam revistos também em função da projeção de volumes a serem distribuídos a cada ano do ciclo tarifário. O PMSO deve refletir um cenário coerente entre expansão de rede, crescimento de mercado e eficiência operacional.</p>	<p>vinculada a um usuário industrial que já tem infraestrutura de serviço e seu impacto nos custos PMSO é marginal.</p>
<p>Seção 5.3 Nota Técnica ARSP/GET nº 04/2025</p>		<p>Cumpre-nos parabenizar a ARSP pela correção das premissas utilizadas para o cálculo das receitas irrecuperáveis, presentes na seção 5.3 do documento técnico que subsidia esta consulta. É fundamental reconhecer o papel do regulador na identificação e correção de pressupostos inconsistentes, cuja adoção comprometeria a racionalidade econômica do processo e a modicidade das tarifas aplicadas aos consumidores.</p>	<p>Agradecemos a contribuição encaminhada. Ressalta-se que manifestações dessa natureza são relevantes para a atuação regulatória, por expressarem a visão dos atores do setor sobre os temas tratados e contribuir para o aprimoramento do processo decisório.</p>

		<p>Ressalta-se a importância da atuação da agência para a preservação da credibilidade do processo regulatório. Não fosse a intervenção da ARSP, as receitas irre recuperáveis teriam sido estimadas com base em projeções de preços do gás completamente dissociadas dos parâmetros históricos e da razoabilidade técnica esperada em processos tarifários. A proposta da concessionária contemplava valores de petróleo Brent que ultrapassariam, com folga, a máxima histórica da commodity – 147 USD/bbl registrado em 11 de julho de 2008, em meio à Grande Recessão. Adicionalmente, a projeção de câmbio superior a R\$ 7,00/US\$ já em 2025 superaria até mesmo as cotações observadas no ápice da pandemia de COVID-19.</p> <p>A atuação da ARSP ao corrigir tais distorções merece reconhecimento, pois resguarda os consumidores de impactos indevidos e reafirma o papel da regulação como instrumento de equilíbrio e transparência entre os interesses das concessionárias e dos usuários.</p>	<p>Registra-se que a manifestação apresentada não propõe ajustes ao conteúdo da minuta ou aos documentos técnicos que a acompanham.</p> <p>Ainda assim, a manifestação será devidamente considerada como parte do registro histórico da participação social neste Relatório Circunstanciado, reforçando o compromisso desta Entidade Reguladora com a transparência e o diálogo permanente com os agentes do setor.</p>
<p>Seção 7.1 Nota Técnica ARSP/GET nº 04/2025</p>		<p>A ABRACE Energia congratula esta agência reguladora por seu posicionamento quanto à solicitação de compensação da concessionária por investimentos a maior realizados no 1º ciclo tarifário, apresentada na seção 7.1 da Nota Técnica ARSP/GET nº 04/2025. Em especial, destaca-se a precisa posição da ARSP em ressaltar em sua nota técnica que “se desconhece a aplicação de ajustes compensatórios em razão de investimentos superiores aos aprovados em planos de negócios, sem qualquer tipo de alinhamento regulatório ou contratual prévio” e que “a fiscalização tem como único objetivo evitar que a concessionária</p>	<p>Agradecemos a contribuição encaminhada. Ressalta-se que manifestações dessa natureza são relevantes para a atuação regulatória, por expressarem a visão dos atores do setor sobre os temas tratados e contribuir para o aprimoramento do processo decisório.</p> <p>Registra-se que a manifestação apresentada não propõe ajustes ao conteúdo da minuta ou aos</p>

		<p>obtenha receitas em excesso, [...], e não a compensação dos investimentos adicionais".</p> <p>Destaca-se ainda que o pleito da concessionária pelo reconhecimento de investimentos realizados em montantes superiores aos previamente aprovados, representa uma tentativa de desvirtuar as regras estabelecidas no Contrato de Concessão. A realização de investimentos de forma unilateral, sem o prévio alinhamento com o regulador, não deve ensejar qualquer forma de compensação posterior. Se assim o fosse, a prática poderia comprometer a previsibilidade que dispõe o Contrato de Concessão e fragilizaria o regulador em seu papel essencial de fiscalizar e determinar os investimentos prudentes e eficientes à concessão.</p>	<p>documentos técnicos que a acompanham.</p> <p>Ainda assim, a manifestação será devidamente considerada como parte do registro histórico da participação social neste Relatório Circunstanciado, reforçando o compromisso desta Entidade Reguladora com a transparência e o diálogo permanente com os agentes do setor.</p>
<p>Nota Técnica ARSP/GET nº 04/2025</p>	<p>Revisão conforme justificativa.</p>	<p>A Resolução ARSP nº 46/2021, que dispõe sobre a metodologia de cálculo das tarifas dos serviços de distribuição de gás canalizado no Espírito Santo, estabelece em seu artigo 43, §6º, que: "Excepcionalmente para o primeiro ciclo tarifário, a TUSD-GÁS a ser cobrada do AGENTE LIVRE DE MERCADO será igual à margem de distribuição aplicável ao USUÁRIO CATIVO do mesmo segmento de USUÁRIOS e classe de consumo." [g.n]. O dispositivo estabeleceu um parâmetro provisório - e excepcional - para a cobrança da TUSD-GÁS aos agentes livres de mercado durante o primeiro ciclo tarifário, até que se estructure uma metodologia própria e definitiva para os usuários livres.</p> <p>Entende-se que essa previsão impõe a necessidade da realização do cálculo da TUSD-GÁS já na 1ª RTO. Este é o</p>	<p>Aceita</p> <p>Na próxima etapa do processo tarifário, a concessionária deverá apresentar sua proposta de estrutura tarifária, incluindo as tarifas para o mercado livre e o mercado cativo.</p>

		<p>processo no qual se reavaliam todos os parâmetros econômicos e operacionais da concessionária, que, além da margem de distribuição, pode incluir a revisão dos custos operacionais reconhecidos tanto para o atendimento do mercado cativo quanto para o atendimento do mercado livre – componentes base para o cálculo TUSD. Dessa forma, sugere-se que a ARSP inclua neste processo de revisão tarifária o cálculo da TUSD que será aplicada aos usuários livres no 2º ciclo tarifário da concessão, preferencialmente ainda no 2º semestre deste ano.</p>	
<p>Nota Técnica ARSP/GET nº 04/2025</p>	<p>Revisão conforme justificativa.</p>	<p>Em linha com a justificativa acima apresentada para a inclusão do cálculo da TUSD neste processo de revisão tarifária, cabe pontuar a importância da apuração das receitas oriundas de penalidades aplicadas aos consumidores livres no cálculo de suas tarifas. Essas penalidades presentes no CUSD, como desvios de programação, excedente de capacidade e cobranças por desequilíbrios negativos no sistema de distribuição (balanceamento), representam receitas à concessionária que devem ser segregadas daquelas receitas auferidas com penalidades do mercado cativo. Idealmente, essa segregação deveria ser operacionalizada por meio de uma conta gráfica de penalidades com controles específicos para os mercados cativo e livre, evitando cobranças em duplicidade pelos mesmos custos incorridos à concessionária. Porém, tendo em vista a possibilidade de reconhecimento direto dessas receitas no momento de definição da TUSD, sugere-se que esta agência proceda com a aferição dessas receitas e avalie,</p>	<p>Não aceita</p> <p>A resolução ARSP nº084/2025 não prevê a incorporação na modicidade tarifária das penalidades.</p>

		<p>posteriormente, a necessidade de regulamentação específica para o mecanismo.</p>	
<p>Nota Técnica ARSP/GET nº 04/2025</p>	<p>Revisão conforme justificativa.</p>	<p>A respeito da estrutura tarifária, cabe à ABRACE fazer duas importantes observações.</p> <p>A primeira diz respeito à estrutura tarifária atual para as térmicas ferir o princípio da não discriminação exposto: “Não Discriminação: usuários com características similares devem ser tratados de maneira equivalente, respeitando o princípio da isonomia.”.</p> <p>Esse princípio estabelece que usuários com características similares devem ser tratados de maneira equivalente, garantindo isonomia. Nesse sentido, chama a atenção que as tarifas do segmento termelétrico se mostrem completamente desproporcionais em relação à tarifa aplicada aos demais usuários do sistema de distribuição. A discrepância tarifária não encontra respaldo técnico e gera um tratamento desigual entre os consumidores da concessão.</p> <p>A segunda observação diz respeito à aplicação da chamada “tarifa social”. A implementação de uma tarifa social na concessão exige estudos técnicos que identifiquem claramente o público beneficiário, de forma a fundamentar sua aplicação de maneira adequada. Há questões que precisam ser respondidas. Qual a quantidade de clientes que devem ser atendidos pela tarifa social? Qual é a projeção de consumo desse segmento de usuários? Como a estrutura tarifária seria determinada ante à definição do público-alvo do benefício?</p>	<p>Aceita parcialmente</p> <p>A ARSP avaliará a proposta de estrutura tarifária apresentada pela concessionária considerando as premissas estabelecidas no contrato de concessão, as diretrizes aprovadas neste normativo e o contexto legal e de mercado federal e local. Neste trabalho, será avaliada a proposta apresentada pela Abrace nesta contribuição quanto ao segmento termelétrico e quanto ao adequado atendimento de usuários hipossuficientes.</p>

		<p>Entende-se que a política pública voltada a atender consumidores de baixa renda no acesso ao gás de cozinha já encontra respaldo no programa federal de auxílio “Vale-gás”, que é voltado à diminuição do efeito do preço do gás GLP no orçamento de famílias de baixa renda. Há, inclusive uma Medida Provisória sendo finalizada para instituir o programa “Gás para Todos” em substituição ao auxílio gás.</p> <p>Não caberia ao estado do Espírito Santo endereçar, regulatoriamente, uma política pública com respaldo federal, que, inclusive pode ser desenvolvida com recursos superiores àqueles à disposição do estado. O papel do governo estadual é identificar a população que poderia ser beneficiada com a política federal e garantir a articulação com a União para o recebimento de recursos e a mitigação da vulnerabilidade energética local.</p> <p>Entende-se que expansão do sistema de distribuição de gás natural para competir com o GLP nesse segmento de usuários seria ineficiente ou até inviável, resultando em ônus tarifário para os demais consumidores de gás natural, sem que o eventual benefício alcançasse efetivamente a população de menor renda.</p> <p>Frisa-se que benefícios de natureza social, como subsídios entre categorias de usuários, não devem ser definidos isoladamente pela concessionária ou embutidos na tarifa sem a devida deliberação enquanto política pública estadual. Salientamos</p>	
--	--	--	--

		<p>que esse item deveria ser revisto como obrigação junto ao poder concedente.</p> <p>Desta forma, sugerimos a supressão da obrigação da concessionária realizar esses investimentos e determinar uma estrutura tarifária subsidiada pelos demais usuários. Caso o Estado entenda prioritária a ampliação do acesso ao gás canalizado para camadas de menor renda, é recomendável que tal política seja estruturada com recursos do Tesouro Estadual, evitando o repasse de seus custos à base tarifária do setor.</p>	
Nota Técnica ARSP/GET nº 04/2025	Revisão conforme justificativa.	<p>Em linha com a preocupação apresentada pela ABRACE a respeito do possível subdimensionamento da demanda gerar o risco de apropriação indevida de receitas pela concessionária na ausência da aplicação do Fator K, esta associação considera premente a regulamentação desse mecanismo. Em que pese a ARSP tenha indicado na Resolução ARSP nº 84/2025 que não haverá a aplicação de Fator K no 2º ciclo tarifário, sua definição e aplicação neste ciclo são essenciais à mitigação dos riscos gerados pela inexistência de um mecanismo de compensação capaz de assegurar o equilíbrio entre a receita permitida e a receita efetivamente auferida pela concessionária.</p> <p>Novamente, destaca-se que a ausência do Fator K compromete o tratamento regulatório e pode resultar em graves distorções tarifárias, com impactos negativos aos usuários da concessão. Nesse sentido, solicitamos que esta agência reavalie sua posição e proceda com a regulamentação do Fator K para aplicação no 2º ciclo tarifário de forma tempestiva.</p>	<p>Não aceita.</p> <p>Como foi indicado em outra contribuição, a ARSP avaliou a potencial adoção do termo de ajuste K conforme ao estabelecido no contrato de concessão, mas considerou que sua aplicação geraria um impacto negativo na expansão do serviço.</p> <p>No que se refere ao fator X aplicável ao segundo tarifário, foi definido como 0 (zero), conforme detalhamento apresentado na nota técnica final.</p>

		<p>A respeito do Fator X, previsto para ser regulamentado após a conclusão desta RTO, entende-se que há a necessidade de estudos técnicos aprofundados, de modo a assegurar a viabilidade e coerência do mecanismo à concessão. Nesse sentido, sugere-se que esta agência realize uma análise preliminar da aplicabilidade do Fator X e, posteriormente, submeta essa análise à apreciação pública, para, então, prosseguir com o processo de regulamentação e aplicação.</p> <p>Adicionalmente, observando a urgência imposta pela ausência do Fator K e a necessidade de amadurecimento técnico sobre o Fator X, sugere-se que esta agência ajuste o cronograma de eventos da 1ª RTO de modo a: (i) substituir o período originalmente destinado à regulamentação do Fator X pela regulamentação do Fator K, com vistas à sua aplicação ainda no ano 6 e (ii) incorporar, de forma paralela aos demais eventos da RTO, as etapas de estudo e consulta pública sobre o Fator X.</p>	
--	--	--	--

18. CONTRIBUIÇÕES DA FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO - FINDES

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
<ul style="list-style-type: none"> Nota técnica ARSP/DP/GET nº 04/2025 (Apresenta o cálculo da margem média de distribuição preliminar e as 	<p>Na nota explicativa, versão consulta pública ARSP nº 06/2025, onde se lê:</p>	<p>A taxa livre de risco é o retorno esperado para um investidor que deseja adiar sua decisão de consumo sem se expor a qualquer</p>	<p>Não aceita A taxa de livre de risco foi estimada segundo a metodologia estabelecida no anexo II da resolução ARSP nº084/2025.</p>

<p>diretrizes de estrutura tarifária aplicáveis ao 2º ciclo tarifário da Companhia de Gás do Espírito Santo – ES Gás, como resultado da 1ª Revisão Tarifária Ordinária, para apreciação em consulta pública);</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nota Explicativa: Versão consulta pública ARSP nº 06/2025 (nota Explicativa contendo a aplicação metodológica e os resultados obtidos na estimação da taxa de custo de capital apresentada na Consulta Pública ARSP nº 06/2025). 	<p><i>“4.2.1 Taxa Livre de Risco (...) Sendo assim, estimou-se a taxa livre de risco a partir da média aritmética dos retornos do bônus do governo americano com vencimento a 10 anos (US T-BOND 10y) com base ao tratamento da série histórica mensal de Jan/1928 a Dez/2024. A taxa livre de risco resultante a ser aplicada no custo de capital da concessionária é de 4,75%.</i></p> <p>Recomenda-se:</p> <p><i>“4.2.1 Taxa Livre de Risco (...) Sendo assim, estimou-se a taxa livre de risco a partir da média aritmética dos retornos do bônus do governo americano com vencimento a 10 anos (US T-BOND 10y) com base ao tratamento da série histórica mensal de Jan/1994 a Dez/2024. A taxa livre de risco resultante a ser aplicada no custo de capital da concessionária é de 3,82%.</i></p>	<p>tipo de risco financeiro. Os títulos do governo emitidos com 10 anos são uma escolha usual pelo fato de apresentarem um baixo risco de crédito, ampla disponibilidade para investimento e elevada liquidez.</p> <p>Dessa forma, a utilização de uma média histórica mais curta da taxa livre de risco, como por exemplo um período de 10 a 30 anos, em detrimento de toda a série histórica disponível, busca refletir as condições econômicas mais prováveis de persistirem ao longo do horizonte da regulação. Os períodos muito longos podem incluir contextos econômicos e financeiros pouco representativos do cenário atual. O uso de médias mais recentes proporciona uma estimativa mais próxima da realidade enfrentada pelos agentes econômicos durante o ciclo regulatório.</p>	
<ul style="list-style-type: none"> • Nota técnica ARSP/DP/GET nº 04/2025 (Apresenta o cálculo da margem média de distribuição preliminar e as diretrizes de estrutura tarifária aplicáveis ao 2º ciclo tarifário da Companhia de Gás do Espírito Santo – ES 	<p>Na nota explicativa, versão consulta pública ARSP nº 06/2025, no tópico 4.2.2, é sugerido um novo cálculo do beta, tomando como referência as últimas revisões tarifárias realizadas nos estados de São Paulo e Minas Gerais.</p>	<p>O beta mede a sensibilidade do retorno de um ativo em relação ao retorno do mercado. Ele reflete o risco inerente ao negócio, incorporando também o risco financeiro, que é o risco adicional devido ao uso de capital de terceiros no financiamento do projeto. É calculado pela covariância entre o</p>	<p>Não aceita</p> <p>O beta foi estimado a partir das premissas definidas no anexo II da resolução ARSP nº084/2025. Como não foi possível identificar no site web de Damodaram um beta para o setor</p>

<p>Gás, como resultado da 1ª Revisão Tarifária Ordinária, para apreciação em consulta pública);</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nota Explicativa: Versão consulta pública ARSP nº 06/2025 (nota Explicativa contendo a aplicação metodológica e os resultados obtidos na estimação da taxa de custo de capital apresentada na Consulta Pública ARSP nº 06/2025). 		<p>retorno do ativo e do mercado dividida pela variância do mercado no período.</p> <p>Considerando as últimas revisões tarifárias regionais para o serviço de distribuição de gás natural em São Paulo e Minas Gerais, observa-se que o beta proposto nesses mercados é inferior ao apresentado pela ARSP para o Espírito Santo (0,98). Em 2022, na revisão tarifária da Gasmig, foi adotado um beta de 0,43. Já em 2025, a ARSESP propôs um beta de 0,68 para a Necta e 0,82 para a Comgás.</p> <p>Quais seriam as justificativas para que o mercado regional de gás natural do Espírito Santo apresente um retorno exigido pelos investidores maior do que aquele observado nos estados de São Paulo e Minas Gerais?</p>	<p>“Natural Gas Utilities Industry” foi selecionado o valor correspondente ao setor de “Oil/Gas Distribution”.</p> <p>Os valores betas indicados na contribuição correspondem ao valor alavancado, pelo que, além do risco setorial (setor de distribuição de gás natural), são influenciados pela estrutura de capital da empresa ou do setor, de acordo com o critério de cálculo adotado em cada caso.</p>
<p>NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 04/2025 Item IV.3.2 Investimentos</p>	<p>A Findes entende extremamente necessária uma revisão do montante dos investimentos propostos.</p> <p>Sempre tendo em conta o impacto na margem de distribuição, recomenda-se um olhar mais acurado sobre cada item dele, de forma a postergar os que não forem estritamente necessários e urgentes, como, por exemplo, a</p>	<p>A análise apresentada pela ARSP não questiona o montante proposto do investimento versus seu impacto na margem de distribuição. O ponto de partida de qualquer volume de investimentos proposto deveria ser não impactar a margem. Além disso, o investimento proposto é muito superior ao mínimo estipulado na Resolução</p>	<p>Não aceita</p> <p>ARSP avaliou o impacto dos projetos de investimentos na margem média de distribuição e está ciente do impacto tarifário dos mesmos, mas também devem ser considerados outros aspectos, como a expansão, o acesso ao gás natural em novas regiões e a melhoria na qualidade do</p>

	<p>construção de nova sede da concessionária.</p>	<p>ARSP 084/2025. Ela determina investimento mínimo, com recursos próprios, no montante de R\$ 298.000.000,00, considerando os dois primeiros ciclos tarifários. Ou seja, esse montante inclui o investimento já realizado no primeiro ciclo. Assim, deve ser feita uma acurada análise da necessidade de um volume de investimentos tão impactante num tempo tão curto versus sua viabilidade econômico-financeira.</p>	<p>serviço, além das contribuições de outros agentes.</p> <p>Não é razoável que o ponto de partida de qualquer investimento seja o impacto na margem. A avaliação deve ser integral e considerar todos os aspectos antes mencionados incluindo o impacto na modicidade tarifária.</p> <p>Neste processo de revisão tarifária, considerou-se adequado não glosar nenhum projeto e revisar apenas os montantes desses investimentos.</p>
<p>NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 04/2025 Item 167 - fluxo caixa descontado</p>	<p>A Fines entende imprescindível uma revisão do fluxo de caixa descontado, tendo em vista não ser aceitável:</p> <ul style="list-style-type: none"> •Elevação de 60% no custo operacional OPEX. •Elevação de 20% no custo operacional por quilômetro de rede projetado para o 2º ciclo tarifário em relação aos dois primeiros anos de vigência do contrato de concessão. •Retração de 35% na arrecadação de IRPJ no 5º ano do segundo ciclo. <p>Tudo isso com impacto direto na majoração da margem de distribuição.</p>	<p>Elevações de custos dessa magnitude não são razoáveis e muito menos prática comum no mercado.</p> <p>Principalmente quando impactam forte e negativamente tanto os usuários quanto o fisco.</p> <p>Por outro lado, investimentos em infraestrutura são sempre amortizados em longo prazo e, portanto, o prazo de amortização desses investimentos deve seguir tal regra, desde que esse prazo esteja contido dentro da vigência do contrato.</p>	<p>Não aceita</p> <p>Como foi indicado em outras contribuições, foi avaliada a projeção de custos PMSO apresentada pela concessionária e o ajustou incorporando premissas de eficiência conforme ao estabelecido no contrato de concessão.</p> <p>A amortização dos investimentos foi estimada a partir da vida útil estabelecida no anexo III da resolução ARSP nº080/2024.</p>

	Além disso, propõe que a amortização dos investimentos seja estendida para um prazo de 12 anos.		
<p>NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 04/2025 IV.2.2 Proposta da ES Gás e Avaliação ARSP 34 (volume não térmico) e IV.7.2 Receitas das Térmicas</p>	A Findes entende ser necessária também uma revisão realista da demanda e da consequente receita, tanto do volume não térmico quanto do térmico.	<p>O crescimento projetado da demanda está muito modesto face aos projetos publicamente anunciados de grandes consumidores.</p> <p>Por outro lado, o Estado também projeta crescimento do consumo não térmico e não sua retração.</p>	<p>Não aceita. Conforme detalhamento apresentado na seção IV.2.2 da Nota Técnica ARSP/DP/GET nº 07/2025 (versão após CP), concluiu-se que a alternativa mais robusta consiste na adoção da projeção elaborada pela concessionária, com ajustes nos segmentos industrial e GNV.</p> <p>Adicionalmente, a Nota Técnica ARSP/DP/GET nº 07/2025 (seção IV.2.4) é proposto a adoção de um indicador de admissibilidade para fins de Revisão Tarifária Extraordinária. Esse indicador é previsto contratualmente e foi aplicado ao longo do primeiro ciclo tarifário, sendo no primeiro ciclo aferido por meio da comparação entre o volume distribuído e o volume aprovado para o respectivo período. No segundo ciclo, a utilização de um indicador de admissibilidade será mantida, condicionada à regulamentação específica a ser desenvolvida pela ARSP.</p>
<p>NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 04/2025 IV.4 Custos e despesas operacionais</p>	O plano de negócios prevê uma elevação de 60% no custo operacional OPEX, que subirá de R\$ 77.286.663 no Ano 6 para R\$	Essa elevação de custos também deve ser objeto de avaliação mais acurada, pois	Não aceita

	<p>124.032.687 Ano 10, numa elevação de 60%. Destaque-se também que o custo operacional por quilômetro de rede projetado para o 2º ciclo tarifário sobe para R\$ 107.863/km, 20% superior média dos R\$ 89.743,5/km registrada nos dois primeiros anos do ciclo anterior.</p>	<p>destoam de práticas normais de mercado elevações dessa monta. Principalmente tendo em vista seu impacto, de novo, na margem de distribuição.</p>	<p>A ARSP está ciente do impacto tarifário do plano de negócios apresentado pela concessionária e, por esse motivo, realizou uma análise detalhada, ajustando vários parâmetros para incorporar as condições de eficiência exigidas no contrato de concessão.</p>
--	---	---	---

19. CONTRIBUIÇÕES DO SINDICATO DA INDÚSTRIA DA REPARAÇÃO DE VEÍCULOS E ACESSÓRIOS DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO - SINDIREPA

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
<p>IV.2 Do Mercado – Itens 29 ao 50</p>		<p>Pedimos atenção especial do regulador para que as ações previstas nesta revisão tarifária atuem como impulsionadoras da retomada do mercado de gás natural veicular no Estado do Espírito Santo.</p> <p>Considerando que este mercado vem enfrentando quedas acentuadas de volume desde o segundo semestre de 2022 – estima-se que, atualmente, esteja sendo comercializada menos da metade do volume registrado no primeiro semestre daquele</p>	<p>Agradecemos a contribuição encaminhada. Ressalta-se que manifestações dessa natureza são relevantes para a atuação regulatória, por expressarem a visão dos atores do setor sobre os temas tratados e contribuir para o aprimoramento do processo decisório.</p> <p>Registra-se que a manifestação apresentada não propõe ajustes ao conteúdo da minuta ou aos</p>

		<p>ano – é fundamental que a distribuidora tenha capacidade não apenas de manter a infraestrutura existente, mas, sobretudo, de expandi-la para novos municípios e rodovias. Essa expansão é essencial para promover os benefícios sociais associados à disponibilização de um energético mais econômico, especialmente para os usuários de veículos de uso comercial.</p> <p>Nesse contexto, é imprescindível destacar a importância da participação ativa da concessionária em programas de conversão de veículos e postos para o uso de gás natural veicular (GNV). A experiência regulatória e operacional demonstra que, sem estímulos diretos à conversão, o mercado tende à estagnação, comprometendo a viabilidade técnica e econômica da expansão da rede de distribuição.</p> <p>A conversão de frotas comerciais e postos revendedores representa um vetor estratégico para a implantação de corredores logísticos sustentáveis, com benefícios diretos à mobilidade urbana, à competitividade do setor de transportes e à</p>	<p>documentos técnicos que a acompanham.</p> <p>Ainda assim, a manifestação será devidamente considerada como parte do registro histórico da participação social neste Relatório Circunstanciado, reforçando o compromisso desta Entidade Reguladora com a transparência e o diálogo permanente com os agentes do setor.</p> <p>Ademais, ressalta-se que os valores para conversões previstas, estão dispostos na nota técnica final.</p>
--	--	---	---

		<p>redução das emissões de poluentes. A atuação da concessionária como agente indutor, por meio de investimentos regulatoriamente reconhecidos, é essencial para viabilizar essa transformação.</p> <p>Além disso, a conversão veicular contribui para a modicidade tarifária, ao agregar volume ao sistema e permitir o rateio mais eficiente dos custos fixos da infraestrutura. Trata-se, portanto, de uma medida que beneficia não apenas os usuários do GNV, mas toda a base de consumidores do gás canalizado.</p> <p>Com essas medidas, estima-se que o uso do gás natural no setor de transporte do Espírito Santo apresente um crescimento expressivo, resultando em um aumento significativo no número de veículos, entre leves e pesados, até 2030. Este crescimento impulsionará a expansão da rede de distribuição do gás natural para mais municípios, viabilizará a implantação dos corredores logísticos sustentáveis e proporcionará economia significativa para os</p>	
--	--	---	--

		<p>usuários que dependem intensivamente de seus veículos para atividades profissionais.</p> <p>Diante disso, o Sindirepa-ES recomenda que a ARSP reconheça e mantenha os valores destinados aos programas de conversão no segmento veicular, como parte integrante da estratégia de desenvolvimento do mercado de gás natural no estado.</p>	
--	--	--	--

20. CONTRIBUIÇÕES DA ABRADDEE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELETRICA

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
Itens 99 a 100 – IV.3.7 Taxa de Custo de Capital		<p>A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) é uma sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos, que hoje reúne 42 concessionárias de distribuição de energia elétrica – estatais e privadas – atuantes em todas as regiões do país. Juntas, são responsáveis pelo atendimento a mais de 86 milhões de clientes, o que representa uma cobertura de 99,6% dos consumidores brasileiros. Há 50 anos, a ABRADDEE tem contribuído para o estabelecimento de um setor em constante transformação.</p> <p>Com o intuito de fomentar o desenvolvimento sustentável do setor elétrico, sem perder de vista os interesses da sociedade, a ABRADDEE presta serviços de apoio às suas associadas nas áreas técnica, comercial, econômico-financeira, jurídica e institucional. A entidade também é responsável pela articulação e interlocução com o Poder Concedente, os órgãos reguladores, o parlamento, a imprensa e os diversos agentes do setor elétrico, em torno das pautas e demandas vigentes, com atuação voltada à defesa dos interesses do segmento de distribuição de energia elétrica.</p> <p>Hoje, o setor elétrico possui um arcabouço normativo sólido. Graças a segurança jurídica e regulatória construída ao longo de décadas de regulação norteada por princípios</p>	<p>Agradecemos a contribuição encaminhada. Ressalta-se que manifestações dessa natureza são relevantes para a atuação regulatória, por expressarem a visão dos atores do setor sobre os temas tratados e contribuírem para o aprimoramento do processo decisório.</p> <p>Registra-se que a manifestação apresentada não propõe ajustes ao</p>

		<p>constitucionais, são investidos mais de R\$ 30 bilhões por ano na expansão, melhoria e renovação dos ativos. Nada obstante, reforça-se, isso somente é possível devido a estabilidade, transparência e previsibilidade das regras aplicáveis ao setor.</p> <p>Nesse sentido, tais práticas podem ser replicadas em outros segmentos de infraestrutura no Brasil, sendo a regulação do setor elétrico um modelo testado e bem-sucedido. Por isso, no intuito de contribuir para a regulação aplicável aos processos de Revisão Tarifária do segmento de gás, a Abradee apresenta uma breve contribuição ao processo de Consulta Pública 006/2025, que estabelece o cálculo da margem média de distribuição preliminar e as diretrizes de estrutura tarifária aplicáveis ao 2º ciclo tarifário da Companhia de Gás do Espírito Santo – ES Gás.</p> <p>Chama atenção, no material disponibilizado pela Agência no âmbito da CP, a presença do documento Nota Explicativa - Taxa de Custo de Capital (WACC) e da memória de cálculo (Taxa WACC ESGas – ARSP), abos os documentos citados no parágrafo 100, da NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 04/2025. Via de regra, materiais apresentados em consulta pública podem ser objeto de contribuição.</p> <p>Nada obstante, a Ata da Reunião Extraordinária da Diretoria Colegiada da Agência de Regulação de Serviços Públicos – ARSP 08/04/2025, publicada em 05 de junho de 2025 no site da ARSP ES, consta a aprovação da taxa WACC a ser utilizada na RTO da ES Gás, conforme segue:</p> <p><i>“No oitavo dia do mês de abril do ano de dois mil e vinte e cinco, às 16:30 horas, reuniram-se os membros da Diretoria Colegiada da ARSP composta pelo Diretor Geral, Sr. Alexandre Careta Venterim, o Diretor de Gás Canalizado e Energia, Sr. Alberto Cesar de Lima, o Diretor Administrativo e Financeiro, Sr. Bruno Zabam da Silva, o Diretor de Saneamento Básico, Sr. Mamoru Togawa Komatsu, e a Diretora de Infraestrutura Viária e Mobilidade Urbana, Sra. Tatiana Santos de Oliveira, secretariados pela Chefe de Gabinete Maria Aparecida Cezanhock, para deliberar a divulgação do valor de taxa WACC na 1ª Revisão Tarifária Ordinária (RTO) da Concessão de Distribuição de Gás Canalizado, que subsidiará a apresentação do plano de negócios pela ES Gás, conforme preconiza a Resolução ARSP nº 84, de 26 de fevereiro de 2025. Após análise do relatório entregue pela Contratada e do trâmite instrumentalizado no</i></p>	<p>conteúdo da minuta ou aos documentos técnicos que a acompanham.</p> <p>Ainda assim, a manifestação será devidamente considerada como parte do registro histórico da participação social neste Relatório Circunstanciado, reforçando o compromisso desta Entidade Reguladora com a transparência e o diálogo permanente com os agentes do setor.</p> <p>Ressalta-se que o valor da taxa WACC, após o presente processo de consulta pública, foi mantida em alinhamento com a contribuição.</p>
--	--	---	--

		<p><i>processo 2025-WDQ84, os Diretores, por unanimidade, decidiram por aprovar a taxa de 8,65%, bem como divulgá-la."</i></p> <p>A taxa de retorno regulatória, representada pela WACC, não pode e não deve ser tratada como variável discricionária. <u>Trata-se de um compromisso institucional assumido pela Diretoria Colegiada da própria Agência, que, em reunião extraordinária realizada em 08 de abril de 2025, aprovou por unanimidade a taxa real de 8,65%, com base em metodologia técnica e amplamente referenciada, conforme registrado na ata supracitada.</u></p> <p>A alteração da WACC (Weighted Average Cost of Capital) durante o processo de planejamento e execução dos investimentos pode configurar violação a princípios fundamentais do ordenamento jurídico e regulatório brasileiro. Isso inclui a segurança jurídica, prevista no artigo 5º, caput, da Constituição Federal de 1988; a boa-fé objetiva e a confiança legítima, conforme o artigo 2º, caput, da Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro (LINDB); e a estabilidade regulatória, conforme estabelecido na Lei nº 13.874/2019, conhecida como Lei da Liberdade Econômica.</p> <p>A previsibilidade da remuneração do capital é essencial para que o concessionário de serviço público possa estruturar adequadamente seu plano de investimentos, captar recursos no mercado e cumprir suas obrigações contratuais e regulatórias. A instabilidade na definição da WACC pode acarretar diversos efeitos negativos, como o aumento do custo de capital devido à percepção de risco regulatório, a redução da atratividade do setor para novos investidores, a judicialização de contratos e o surgimento de pleitos de reequilíbrio econômico-financeiro, além do risco de descontinuidade de investimentos estruturantes. Nesse sentido, prezando pela segurança jurídica e regulatória, e baseando-se nas metodologias e procedimentos já validados em um setor maduro como a Distribuição de Energia Elétrica, a Abradee opina pela necessidade da manutenção da WACC aprovada pela diretoria colegiada da Agência, e definida na NOTA TÉCNICA ARSP/DP/GET Nº 04/2025 em 8,65% (real, depois de impostos), não sendo devida sua alteração em meio ao processo de RPO.</p> <p>Adicionalmente, como prática sugerida tendo como base o setor elétrico, <u>o PRORET 2.4 prevê a estabilidade da taxa regulatória de remuneração (WACC) até sua revisão, em processo próprio e específico, não se confundindo com as revisões tarifárias das distribuidoras.</u> Ademais, no item 29 do referido procedimento, indica-se a atualização, com periodicidade previamente definida, dos parâmetros que subsidiam o cálculo da Taxa Média Ponderada, sendo essa atualização divulgada anualmente até o final do mês de fevereiro de cada ano de aplicação.</p> <p>A combinação de estabilidade de regras, segurança jurídico-regulatória e atualidade, sem dúvida, são elementos fundamentais para o estabelecimento de uma regulamentação sólida e transparente, capaz de fomentar investimentos nos setores de infraestrutura.</p>	
--	--	--	--

21. CONTRIBUIÇÕES DA ASSOCIAÇÃO DOS MUNICÍPIOS DO ESPÍRITO SANTO - AMUNES

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
		<p>A AMUNES (Associação dos Municípios do Estado do Espírito Santo) por meio de seu presidente, também Prefeito do Município de Nova Venécia, e os prefeitos dos municípios do Norte do Estado, a saber: Jaguaré, representado pela Secretária de Turismo; Pedro Canário, e Vila Pavão, receberam a ES Gás nesta data para a apresentação da proposta de Plano de Investimentos em infraestrutura de gás natural e biometano na região. (Nota: nomes suprimidos pela ARSP).</p> <p>Serão investimentos significativos em infraestrutura que poderão transformar o cenário econômico e acelerar o desenvolvimento do interior do Estado. O programa de interiorização apresentado promoverá: i) a ampliação dos corredores sustentáveis para o sistema de transporte; ii) a utilização de biometano produzido do agronegócio; e iii) a diversificação energética para as indústrias do interior. São ações essenciais que contribuirão para a</p>	<p>Agradecemos a pela contribuição encaminhada. Ressalta-se que manifestações dessa natureza são relevantes para a atuação regulatória, por expressarem a visão dos atores do setor sobre os temas tratados e contribuirão para o aprimoramento do processo decisório.</p> <p>Registra-se que a manifestação apresentada não propõe ajustes ao conteúdo da minuta ou aos documentos técnicos que a acompanham.</p> <p>Ainda assim, a manifestação será devidamente considerada como parte do registro histórico da participação social neste Relatório Circunstanciado, reforçando o compromisso desta Entidade Reguladora com a transparência e o diálogo permanente com os agentes do setor.</p>

		<p>descarbonização, a competitividade e a segurança energética.</p> <p>Tendo em vista o acima exposto, o Presidente da AMUNES assina esta Carta de Apoio manifestando o legítimo interesse da sociedade do Norte Capixaba de apoiar a proposta de Plano de Investimento apresentada pela ES Gás à Agência Reguladora de Serviços Públicos – ARSP e defender os investimentos previstos para os municípios do Norte capixaba.</p> <p>Esta carta será enviada à SEDES - Secretaria de Desenvolvimento do Estado e à ARSP - Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado do Espírito Santo no âmbito da Consulta Pública 006/25.</p>	<p>Ressalta-se que ficam mantidos os investimentos propostos pela ES Gás, contudo, com os valores ajustados, conforme disposto na nota técnica disponibilizada para Consulta Pública ARSP Nº 006/2025.</p>
--	--	--	--

22. CONTRIBUIÇÕES DA ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DO BIOGÁS - ABIOGÁS

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
		<p>A Associação Brasileira do Biogás (ABiogás), que congrega cerca de 160 (cento e sessenta)</p>	<p>Agradecemos a pela contribuição encaminhada. Ressalta-se que manifestações dessa natureza são</p>

		<p>empresas integrantes da cadeia de valor do biogás e biometano, tem como principal objetivo trabalhar em prol da inserção, consolidação e sustentabilidade desse recurso estratégico na matriz energética brasileira. Nesse sentido, a ABiogás vem por meio deste documento apresentar suas contribuições a Consulta Pública nº 006/2025 referente à Resolução que estabelece o cálculo da margem média de distribuição preliminar e as diretrizes de estrutura tarifária aplicáveis ao 2º ciclo tarifário da Companhia de Gás do Espírito Santo – ES Gás, como resultado da 1ª Revisão Tarifária Ordinária.</p> <p>A ABiogás, primeiramente, parabeniza a Agência de Regulação de Serviços Públicos do Espírito Santo (ARSP) pelos avanços na regulação do setor de gás canalizado no estado, em especial por reconhecer o papel do biometano como fonte renovável estratégica para a transição energética e para o cumprimento das metas de descarbonização do estado do Espírito Santo conforme detalhado no Plano Estadual de Descarbonização e Neutralizações da Emissões de GEE, sendo o setor de energia, indústria e transporte, peças chaves no cumprimento da meta.</p>	<p>relevantes para a atuação regulatória, por expressarem a visão dos atores do setor sobre os temas tratados e contribuir para o aprimoramento do processo decisório.</p> <p>Registra-se que a manifestação apresentada não propõe ajustes ao conteúdo da minuta ou aos documentos técnicos que a acompanham.</p> <p>Ainda assim, a manifestação será devidamente considerada como parte do registro histórico da participação social neste Relatório Circunstanciado, reforçando o compromisso desta Entidade Reguladora com a transparência e o diálogo permanente com os agentes do setor.</p> <p>Ressalta-se que ficam mantidos os investimentos propostos pela ES Gás, contudo, com os valores ajustados, conforme disposto na nota técnica disponibilizada para Consulta Pública ARSP Nº 006/2025 e que os resultados desta consulta pública refletem à contribuição apresentada pela associação.</p>
--	--	---	--

		<p>Nesse sentido, gostaríamos de destacar a importância do biometano como vetor de descarbonização, geração de emprego, valorização regional e segurança energética. Trata-se de um energético nacional, renovável, com alto potencial de substituição de combustíveis fósseis em setores como transporte e indústria, além de promover o uso eficiente de resíduos por meio da economia circular.</p> <p>A conexão das plantas de biometano à rede de gás canalizado do estado é uma das alternativas para viabilizar esse mercado. No Espírito Santo, já há investimentos concretos nesse sentido. A planta de Cariacica, por exemplo, está localizada a apenas 2 km da rede de alta pressão, já gera energia a partir de biogás e tem previsão de iniciar a injeção de biometano até o final de 2025. Também há previsão de investimentos significativos em uma planta em Vila Velha entre 2026 e 2028.</p> <p>A meta estadual de inserir 300 mil m³/dia de biometano até 2034, com mais duas conexões previstas no próximo ciclo tarifário, demonstra o compromisso do estado com a transição energética. Estima-se que cada planta exija em média 8 km de rede, o que indica a necessidade</p>	
--	--	--	--

		<p>de infraestrutura dedicada para suportar esse crescimento.</p> <p>Além do benefício ambiental, a expansão da infraestrutura de gás e o aproveitamento do biometano geram empregos qualificados, promovem renda local e fortalecem o desenvolvimento regional, gerando emprego e renda no estado além de contribuir para a diversificação de suprimento e contribuir com impostos que são tributados na origem, ou seja, no estado de origem de produção do energético. A construção, operação e manutenção das plantas e das redes associadas demandam mão de obra especializada, movimentando a economia de forma descentralizada.</p> <p>Por fim, destacamos que a implementação de melhorias operacionais, como digitalização, monitoramento remoto, medição, cromatografia e odorização, é essencial para garantir a segurança e a confiabilidade do fornecimento de gás no contexto da inserção de fontes renováveis. Para isso, é fundamental o apoio institucional e regulatório à construção da infraestrutura necessária.</p> <p>Diante disso, sugerimos que a ARSP mantenha o ambiente regulatório atrativo aos novos</p>	
--	--	--	--

		<p>investimentos, assegurando a não cobrança da TUSD de entrada para os produtores de biometano (TUSD-p). Essa medida está alinhada às boas práticas regulatórias e reforça o papel do Espírito Santo como referência nacional em políticas para energias renováveis e gás de baixo carbono.</p> <p>Reiteramos nosso compromisso com o desenvolvimento sustentável do setor e nos colocamos à disposição para aprofundar os debates técnicos e regulatórios sobre o tema.</p>	
--	--	---	--

23. CONTRIBUIÇÕES DA SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO DO ESPÍRITO SANTO - SEDES

DISPOSITIVO DA MINUTA PROPOSTO PELA ARSP	REDAÇÃO SUGERIDA PARA O DISPOSITIVO	JUSTIFICATIVA PARA O TEXTO SUGERIDO	ANÁLISE DA ARSP
		<p>1. DOS FATOS</p> <p>Trata o presente expediente da análise, por parte desta Secretaria de Desenvolvimento (SEDES), na condição de Poder Concedente, da proposta de Revisão Tarifária Ordinária apresentada pela concessionária ES GÁS, referente ao segundo ciclo quinquenal (2025- 2029) do Contrato de Concessão de</p>	<p>Agradecemos a pela contribuição encaminhada. Trata-se de contribuição da Secretaria que representa o Poder Concedente, configurando-se em manifestação importante para o processo revisional, considerando o que</p>

		<p>Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado no Estado do Espírito Santo.</p> <p>Cumprе salientar, de início, que o escopo deste parecer se restringe à avaliação da aderência e do alinhamento da estrutura da proposta e de seu plano de investimentos às políticas públicas e aos objetivos de desenvolvimento estratégicos do Estado. A análise de mérito dos valores, custos, base de ativos e o cálculo do índice de reajuste tarifário são de competência exclusiva da Agência de Regulação de Serviços Públicos do Espírito Santo (ARSP-ES), conforme define a LC 827/2016. Para tanto a agência dispõe de autonomia técnica e se vale de consultoria especializada para tal finalidade, conforme determina a legislação e o contrato de concessão.</p> <p style="text-align: center;">2. DO CONTEXTO CONTRATUAL E DA PROPOSTA DA CONCESSIONÁRIA</p> <p>O Contrato de Concessão prevê revisões tarifárias a cada cinco anos, com o objetivo de readequar a receita da concessionária para fazer frente a uma operação eficiente e, principalmente, para remunerar os investimentos prudentes realizados e a serem realizados na expansão e modernização da rede.</p> <p>A proposta encaminhada pela ES GÁS contempla um robusto Plano de Investimentos Plurianual. Este plano é o elemento central que justifica a necessidade de reequilíbrio da receita e, por consequência, da tarifa. É sob a ótica dos objetivos e dos</p>	<p>dispõe o item 9.3.1 da Cláusula IX do contrato de concessão:</p> <p>O REGULADOR poderá aprovar ou solicitar modificações nos planos de investimentos apresentados pela CONCESSIONÁRIA para os dois primeiros CICLOS TARIFÁRIOS, observadas, necessariamente, as aplicações mínimas especificadas pelos incisos I e II do item 9.3, os prazos e condições previstos em REGULAMENTO, o EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO deste CONTRATO e a política de desenvolvimento fixada pelo PODER CONCEDENTE para a prestação do serviço público concedido. (grifo nosso)</p>
--	--	---	--

		<p>resultados esperados deste plano que a presente análise de alinhamento estratégico se debruça.</p> <p>3. DA ANÁLISE DE ALINHAMENTO ESTRATÉGICO</p> <p>A proposta da concessionária, em sua concepção e nos objetivos traçados pelo seu plano de investimentos, converge positivamente com as principais diretrizes de desenvolvimento do Governo do Estado.</p> <p>3.1. Alinhamento com a Política de Descarbonização</p> <p>A gestão do Governador Renato Casagrande estabeleceu a descarbonização da matriz energética como um pilar estratégico. Esta política se concretizou através da Lei Estadual nº 9.531, que instituiu a Política Estadual de Mudanças Climáticas (PEMC), que estabelece o compromisso do Espírito Santo frente ao desafio das mudanças climáticas materializando esforço para redução da concentração dos gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera. O conjunto da proposta da ES GÁS funciona como um instrumento importante para essa política, ao prever a expansão da rede de gasodutos para duas vezes sua extensão atual, adensando sua capilaridade e estendendo-a para alcançar novos municípios. Esta expansão é condição material para incentivar e viabilizar a substituição de combustíveis de alta emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE), como o carvão, o óleo combustível industrial e o diesel por parte do parque industrial e de frotas de transporte pesado. Cada quilômetro de rede</p>	
--	--	--	--

		<p>ampliada e cada nova indústria conectada representa um avanço concreto nas metas ambientais do Estado.</p> <p style="text-align: center;">3.2. Alinhamento com a Interiorização do Desenvolvimento e Geração de Emprego e Renda</p> <p>O desenvolvimento econômico equilibrado, que transcende a Região Metropolitana é uma prioridade deste Governo. O plano de investimentos da ES GÁS demonstra um claro direcionamento para a interiorização da oferta de gás natural. Iniciativas como a implantação dos Corredores Sustentáveis, de novos pontos de conexão de alta vazão entre rede de transporte e de distribuição como o Citygate Parklogbr/ES, em Aracruz (dando suporte ao desenvolvimento industrial da região que atinge 7 municípios fora do eixo metropolitano da capital), bem como o alcance da rede de distribuição a 5 novos municípios demonstram este direcionamento. A chegada do gás a novos municípios atua como um poderoso fator locacional, atraindo indústrias que dependem deste insumo para serem competitivas. A instalação dessas empresas no interior do Estado é um vetor direto de geração de emprego qualificado e renda, promovendo o desenvolvimento regional de forma sustentável.</p> <p style="text-align: center;">3.3. Alinhamento com os Objetivos do Programa ES MAIS+GÁS</p> <p>O programa ES MAIS+GÁS (Decreto Estadual nº 5.067-R/2024) foi concebido por este Governo para alavancar a substituição de</p>	
--	--	---	--

		<p>fontes agressivas de geração de GEE, inclusive inserindo na rede de distribuição gases de natureza circular como o biometano para atrair investimentos industriais usuários intensivos de fontes térmicas e para estender a infraestrutura de gás ao longo dos principais eixos logísticos, notadamente as rodovias federais que cortam o Estado e com isto potencializar a atração de investimentos para o interior. A proposta de investimentos da concessionária está em sinergia com o programa, planejando a expansão da malha justamente para essas áreas. Essa ação coordenada entre o Poder Concedente e a concessionária cria um ambiente de negócios favorável e sinaliza ao mercado nacional que o Espírito Santo está preparado para receber grandes projetos industriais gás-intensivos.</p> <p style="text-align: center;">3.4. Alinhamento com a Inserção do Biometano na Rede</p> <p>O plano de investimentos da ES GÁS contempla ações para preparar a rede de distribuição e viabilizar a distribuição de biometano pela concessionária, atividade regulamentada pela Lei Estadual nº 12.330/2024 (Política Estadual de Biometano). Esta iniciativa se alinha diretamente com a visão de futuro desta Secretaria para a economia capixaba: uma economia de baixo carbono e circular. Ao viabilizar o uso de um gás renovável, produzido a partir de resíduos sólidos urbanos e da agroindústria, o Estado do Espírito Santo avança na sua transição energética, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis e criando um novo mercado de alto valor agregado.</p>	
--	--	---	--

		<p style="text-align: center;">4. DA MODICIDADE TARIFÁRIA SOB A ÓTICA DO DESENVOLVIMENTO</p> <p>Do ponto de vista do Poder Concedente e da estratégia de desenvolvimento, a modicidade tarifária não pode ser avaliada apenas como o menor valor possível. Ela deve ser entendida como uma tarifa que assegure a competitividade do Estado na disputa por investimentos frente a outras unidades subnacionais e mesmo a concorrência internacional. Uma tarifa que impede os investimentos em infraestrutura torna o Estado menos atrativo. Portanto, uma tarifa "módica" é aquela que, ao mesmo tempo que se mantém competitiva frente aos energéticos concorrentes, é suficiente para custear a operação eficiente e, principalmente, financiar a expansão da infraestrutura que atrairá novos investimentos, gerará empregos e aumentará a arrecadação, beneficiando toda a sociedade capixaba a médio e longo prazo. Também é importante notar os esforços do próprio Governo Estadual, que vem adotando medidas importantes de redução tributária sobre o Gás Natural Veicular, Gás Natural para uso Industrial e em Termoelétricas e flexibilização regulatória, entre outras medidas, com reflexo importante de redução do preço final do gás na ponta do consumo.</p> <p style="text-align: center;">5. CONCLUSÃO</p>	
--	--	---	--

		<p>Ante o exposto, esta Secretaria de Estado de Desenvolvimento (SEDES), na qualidade de Poder Concedente, manifesta-se favoravelmente à estrutura geral e aos objetivos estratégicos contidos na proposta de revisão tarifária da ES GÁS para o 2º Ciclo Quinquenal.</p> <p>O plano de investimentos proposto pela concessionária demonstra claro e inequívoco alinhamento com as políticas prioritárias do Governo do Estado, notadamente (a) a descarbonização da matriz energética, (b) a interiorização do desenvolvimento através da oferta de infraestrutura de fornecimento do Gás Natural e Biometano, (c) a atração de investimentos e dinamização da economia capixaba e (d) a iminente integração do biometano à rede de distribuição.</p> <p>A proposta, portanto, representa um instrumento contratual relevante para a execução de políticas públicas essenciais ao desenvolvimento econômico, social e ambiental sustentável do Espírito Santo.</p> <p>6. ENCAMINHAMENTO</p> <p>Recomenda-se o encaminhamento deste parecer à Agência de Regulação de Serviços Públicos do Espírito Santo (ARSP-ES), para que, no âmbito de sua competência técnica, prossiga com a análise econômico-financeira da proposta, considerando o alinhamento estratégico aqui validado como premissa para o pleno desenvolvimento do Estado.</p>	
--	--	--	--

Documento original assinado eletronicamente, conforme MP 2200-2/2001, art. 10, § 2º, por:

DEBORA CRISTINA NIERO

DIRETOR SETORIAL
DG - ARSP - GOVES
assinado em 08/07/2025 23:59:27 -03:00

ALEXANDRE CARETA VENTORIM

DIRETOR-GERAL
ARSP - ARSP - GOVES
assinado em 08/07/2025 23:59:20 -03:00

MAMORU TOGAWA KOMATSU

DIRETOR SETORIAL
DB - ARSP - GOVES
assinado em 09/07/2025 00:01:25 -03:00

EDUARDO CALEGARI FABRIS

DIRETOR SETORIAL
DA - ARSP - GOVES
assinado em 09/07/2025 04:52:59 -03:00

VERIVAL RIOS PEREIRA

GERENTE
GET - ARSP - GOVES
assinado em 09/07/2025 00:00:34 -03:00

TATIANA SANTOS DE OLIVEIRA

DIRETOR SETORIAL
DV - ARSP - GOVES
assinado em 09/07/2025 00:01:03 -03:00



INFORMAÇÕES DO DOCUMENTO

Documento capturado em 09/07/2025 04:52:59 (HORÁRIO DE BRASÍLIA - UTC-3)
por DEBORA CRISTINA NIERO (DIRETOR SETORIAL - DG - ARSP - GOVES)
Valor Legal: ORIGINAL | Natureza: DOCUMENTO NATO-DIGITAL

A disponibilidade do documento pode ser conferida pelo link: <https://e-docs.es.gov.br/d/2025-04SNX7>