PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 88
Mov. 17

Protocolo №:	21.565.791-4
Assunto:	Relatório Circunstanciado das Contribuições recebidas na consulta pública 02/2024 – Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida referente à 1ª Revisão Tarifária Periódica do Serviço de Gás Canalizado para o período 2024-2029.
Data:	*datado eletronicamente*

RELATÓRIO CIRCUNSTANCIADO DAS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS POR MEIO DA CONSULTA PÚBLICA 002/2024

METODOLOGIA PRELIMINAR PARA CÁLCULO DA MARGEM BRUTA REQUERIDA REFERENTE À 1ª REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS CANALIZADO

Foi realizada a consulta pública 002/2024 no período de 02/02/2024 a 03/03/2024 para colher contribuições sobre nota técnica DRE/CDG 01/2024, constante no protocolo 21.565.791-4, que apresenta a metodologia preliminar para cálculo da margem bruta requerida, de acordo com diretrizes definidas no contrato de concessão para o serviço de distribuição e comercialização de gás canalizado.

O presente relatório circunstanciado apresenta as contribuições, considerações e questionamentos recebidos que atenderam às condições e requisitos elencados no site da AGEPAR, disponível no link https://www.agepar.pr.gov.br/Pagina/Consultas-Publicas.

Este relatório e sua disponibilização busca atender a Lei Complementar nº 222/2020, conforme disposto em seu art. 45, §4º: *"As críticas e as sugestões encaminhadas pelos interessados deverão ser disponibilizadas na sede da agência e no respectivo sítio na internet em até dez dias úteis após o término do prazo da consulta pública"*. Ressalta-se que todas as contribuições recebidas estão transcritas de forma literal, sendo mera cópia de cada respectiva contribuição, apenas consolidadas em um único documento para maior transparência com informações referentes aos documentos pessoais e contatos devidamente ocultadas.

Entre as 08h00min do dia 02 de fevereiro de 2024 e às 20h00min do dia 03 de março de 2024 foram recebidas contribuições de 9 entidades, abaixo elencadas na ordem cronológica de entrega, numeradas como contribuições 1 a 9. As cópias das contribuições estão a seguir.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 89
Mov. 17

Protocolo №:	21.565.791-4
Assunto:	Relatório Circunstanciado das Contribuições recebidas na consulta pública 02/2024 – Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida referente à 1ª Revisão Tarifária Periódica do Serviço de Gás Canalizado para o período 2024-2029.
Data:	*datado eletronicamente*

CONTRIBUIÇÕES

1. ANEXO 1: CONTRIBUIÇÃO 1 – ZENERGAS CONSULTORIA EMPRESARIAL EM ENERGIA E REGULAÇÃO LTDA 3

2. ANEXO 2: CONTRIBUIÇÃO 2 – UEG ARAUCÁRIA S.A. 17

3. ANEXO 3: CONTRIBUIÇÃO 3 – INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS .. 23

4. ANEXO 4: CONTRIBUIÇÃO 4 – COMMIT GAS S.A. 29

5. ANEXO 5: CONTRIBUIÇÃO 5 – COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS – COMPAGAS 44

6. ANEXO 6: CONTRIBUIÇÃO 6 – ABEGÁS – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO 75

7. ANEXO 7: CONTRIBUIÇÃO 7 – FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO PARANÁ 82

8. ANEXO 8: CONTRIBUIÇÃO 8 – ABRACE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES 105

9. ANEXO 9: CONTRIBUIÇÃO 9 – SINDICATO DAS INDUSTRIAS DE VIDROS, CRISTAIS, ESPELHOS, CERÂMICA DE LOUÇA, PORCELANAS, PISOS E REVESTIMENTOS CERÂMICOS NO ESTADO DO PARANÁ 117

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 90
Mov. 17

Protocolo №:	21.565.791-4
Assunto:	Relatório Circunstanciado das Contribuições recebidas na consulta pública 02/2024 – Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida referente à 1ª Revisão Tarifária Periódica do Serviço de Gás Canalizado para o período 2024-2029.
Data:	07/03//2024

1. ANEXO 1: CONTRIBUIÇÃO 1 – ZENERGAS CONSULTORIA EMPRESARIAL EM ENERGIA E REGULAÇÃO LTDA

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 91
Mov. 17

Consulta Pública da AGEPAR sobre a Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida referente à 1ª RTP 2024-2029 do serviço de Comercialização e Distribuição de Gás Canalizado

Zenergas Consultoria Empresarial em Energia e Regulação Ltda

Zevi Kann- sócio-diretor e-mail [redacted]

Endereço: Rua Lincoln Albuquerque 259 cj. 97-98

São Paulo- SP CEP 05004-010

Introdução e Contribuição Inicial

Inicialmente, gostaríamos de parabenizar a Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Paraná (AGEPAR) pela realização da presente Consulta Pública. Processos como este são fundamentais para o aperfeiçoamento dos marcos regulatórios estaduais. Em particular, esta consulta versa sobre Metodologia para cálculo da Margem Bruta Requerida Máxima da Compagás, constituindo etapa singular do processo de Revisão Tarifária para o ciclo 2024-2029. Estamos certos de que, após o recebimento das contribuições, a AGEPAR exercerá sua delegação de regular os serviços locais de gás canalizado, definindo as margens de distribuição a serem aplicadas pela Compagás no respectivo ciclo tarifário.

O cronograma de atuação da AGEPAR, decorre da relevante decisão ocorrida em dezembro de 2022, quando o Estado do Paraná renovou o Contrato de Concessão da Compagás, por mais 30 anos, promovendo a atualização de inúmeras cláusulas contratuais, assim como do modelo regulatório de cálculo das tarifas. A alteração para o modelo de tarifação *Price Cap*, altera significativamente a lógica econômica do antigo Contrato, ao criar mecanismos de incentivo, para que a concessionária opere de forma cada vez mais eficiente e segura.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 92
Mov. 17

Zenergas
CONSULTORIA EMPRESARIAL EM ENERGIA E REGULAÇÃO LTDA.

O novo Contrato de Concessão definido para a Compagás determina que a Margem Bruta Requerida da concessionária será definida a cada cinco anos, sendo constituída, basicamente, por: (i) custos operacionais; (ii) custo de capital; (iii) amortização regulatória; e (iv) impostos sobre a renda. A determinação de cada um desses componentes deve seguir critérios como transparência, eficiência, segurança no fornecimento, qualidade do gás, modernidade na prestação dos serviços.

Nesse sentido, faz-se fundamental o absoluto e irrestrito respeito ao novo Contrato de Concessão, a fim de garantir um ambiente estável e previsível para a realização dos investimentos pactuados no contrato, assim como para a prestação adequada dos serviços de gás canalizado. A hierarquia do Contrato de Concessão é juridicamente reconhecida, aplicando-se seus preceitos, ou os princípios regulatórios nele consubstanciados na execução das revisões tarifárias. O não atendimento a esse pressuposto, acabaria por produzir um ambiente avesso ao investimento e à expansão dos serviços. O que, por óbvio, é indesejado e deve ser inibido.

Feitas essas considerações iniciais, passamos agora a abordar itens da Nota Técnica Preliminar 001/2024 – AGEPAR/DRE/CDG, que apresenta a proposta de Metodologia Preliminar de Cálculo da Margem Bruta Requerida (MBR). Em suma, abordaremos três temas centrais: (1) Base de Remuneração Regulatória (BRR); (2) Custos e Despesas Operacionais (Opex); e (3) Investimentos (Capex) ou, mais especificamente, critérios apresentados pela agência para aprovação dos investimentos propostos pela concessionária.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 93
Mov. 17

Zenergas
CONSULTORIA EMPRESARIAL EM ENERGIA E REGULAÇÃO LTDA.

(1) Base de Remuneração Regulatória (BRR)

No tópico que trata sobre a BRR, abordamos os pontos que seguem:

a. Do valor da BRRL inicial (NT 001/2024 pag.6 item 4.1)

"A Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) corresponde ao valor daBase de Remuneração Regulatória Bruta (BRRB) deduzida da amortização acumulada, dos ativos totalmente amortizados e das baixas de ativos[3]. Na cláusula10 do Contrato de Concessão constam orientações gerais quanto à forma de tratamento para o cálculo da BRRL, em especial os itens 10.3, 10.7, 10.8, 10.13, 10.16 e 10.17. No item 10.3 consta que, sobre o valor apresentado no Anexo 07 - BRRL Inicial, que totaliza R$ 647.761.775,92, serão acrescidos os montantes relativos aos investimentos e amortizações ocorridos entre 01/01/2022 e 06/07/2024. Todos atualizados pelo IPCA[4] e taxa WACC definida no item 10.3.1".

Contribuição: Diferentemente do texto da NT 001/2024, a Cláusula 10 do Contrato de Concessão não apenas apresenta "orientações gerais quanto à forma de tratamento para o cálculo da BRRL". De fato, em harmonia com o "Anexo 07 – BRRL Inicial", o Contrato é bastante claro em relação à formação da BRRL inicial, no âmbito da 1ª Revisão Tarifária Periódica (1ª RTP). Seu valor está devidamente destacado no Contrato – a saber, R$ 647.761.775,92, assim como os critérios de atualização monetária e capitalização, entre 01/01/2022 e 06/07/2024.

Além disso, o próprio Contrato de Concessão define que a BRR inicial será amortizada a partir de 06/07/2024, deixando claro que a definição era de uma base inicial a ser recuperada e remunerada no horizonte do novo prazo de concessão.

Nesse sentido, não há que se discutir, por exemplo, o instante a partir do qual a BRR deverá ser capitalizada e atualizada monetariamente, como o ocorre no texto extraído da NT 001/2024 item 4.1 pag.8 a seguir:

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 94
Mov. 17

"A título de exemplo, o Contrato de Concessão cita que o valor da BRRL inicialem 31/12/2021 é de R$ 647.761.775,92 – resultante, dentre outras fontes, do pagamento da outorga. Ocorre que tal pagamento, segundo cláusula 1.3 do Contrato, deveria ter sido realizado pela Concessionária em 30 dias da assinatura da prorrogação, que está datada em 26 de dezembro de 2022: quase um ano depois dadata de 31/12/2021. Portanto, a Agepar avaliará a forma mais correta de considerar ataxa de remuneração e atualização entre o período de 31/01/2022 (data prevista inicialmente para pagamento da outorga) e 25/01/2023 (30 dias após a data da efetivaassinatura do contrato)."

Contribuição: O valor da Outorga foi definido ainda em 2021, como resultado de ampla discussão promovida pelo Poder Concedente, tendo como apoio para seu cálculo relatórios da FIPE, instituição reconhecida pelo seu rigor acadêmico e pelos seus trabalhos na área econômico-financeira. O trabalho foi, ainda, objeto de consultas e audiências públicas, tendo recebido contribuições de toda a sociedade. Nesse contexto, o valor da Outorga, de R$ 508 milhões, foi definido a partir de um fluxo de caixa de 30 anos, tendo como referência o ano de 2021. Todavia, há de se ressaltar que a concessão foi renovada antecipadamente, sendo que as cláusulas econômicas do novo Contrato têm vigência apenas em 06/07/2024, quando da realização da 1ª RTP.

Importante destacar, que foram acordados naquele instante (mesma data-base) inúmeros outros pontos controversos no Estado, como a forma de devolução dos créditos de PIS/COFINS, assim como a Conta de Tarifas a Compensar (CTC). Logo, ainda que a assinatura do Contrato tenha levado mais alguns meses, em virtude das negociações e trâmites administrativos, dez/2022 deve ser entendido como o momento do desembolso do valor da Outorga. Porém, para todos os demais efeitos regulatórios, a data-base da Outorga deveria ser considerada como 31/12/2021, aplicando-se sua atualização e capitalização iniciando-se em 01/01/2022. Qualquer entendimento regulatório diferente deste, poderia implicar em rediscussão

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 95
Mov. 17

de todos os demais valores controvertidos que foram pacificados quando da definição da Outorga e assinatura do Contrato de Concessão.

Nesse entendimento, portanto, deve-se seguir o que está literalmente escrito no Contrato. A BRRL inicial está definida no Anexo 07 e deve ser capitalizada pela taxa WACC de 9,125% e atualizada por IPCA, ao longo do período compreendido entre 01/01/2022 até 06/07/2024.

b. Investimentos realizados no 1º semestre de 2024 (NT 001/2024 item 4.1 pag.7)

"No tocante à definição da tarifa, os investimentos realizados entre 01/01/2024 e 06/07/2024 serão considerados como levantamento apartado para o segundo Ciclo Tarifário, em razão de que os investimentos deste período não estarão disponibilizados em tempo hábil para serem considerados no cálculo da tarifa, quanto aos acréscimos desses investimentos na base de ativos conforme consta no item
10.3. Assim, no segundo Ciclo Tarifário os investimentos e amortizações realizadas entre 01/01/2024 e 06/07/2024 poderão ser adequadamente tratados quanto à taxa WACC do período e respectiva atualização monetária pelo IPCA."

Contribuição: A proposta acima gera preocupação, não apenas pelo seu ineditismo, mas também pelos potenciais desequilíbrios que pode gerar à concessionária. Nenhum dos Estados que operam há mais de duas décadas no modelo *Price Cap*, com ciclos tarifários quinquenais, como São Paulo e Rio de Janeiro, propôs-se, em algum momento, postergar o reconhecimento tarifário de investimentos já realizados para cinco anos à frente. Estabelecer um critério de corte – uma data-base – é prática comum, dado que eventuais laudos e validação de investimentos passados levam um tempo para serem processados.

Todavia, em casos assim, o caminho adotado geralmente é de aprovação "precária" dos investimentos feitos, deixando para ajuste compensatório eventuais diferenças entre os valores informados pela concessionária e

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 96
Mov. 17

aqueles efetivamente aceitos pela agência reguladora – seja a maior, ou a menor. Postergar para um momento futuro o reconhecimento de investimentos realizados, deixará a concessionária temporariamente sem cobertura tarifária para aqueles investimentos, e sem amortizar nas tarifas o Capex efetuado.

Assim, propomos que a AGEPAR altere a lógica da proposta. Naturalmente, se necessário revisão ex-post dos valores aprovados inicialmente, deve-se proceder com as devidas atualizações e capitalizações. Todavia, sugerimos que os valores investidos sejam imediatamente incorporados no cálculo da BRRL inicial, inclusive porque é isto que o Contrato de Concessão determina de forma explícita.

C- Da remuneração no período de transição (NT001/2024 item 4.2 pag.8)

Ainda a respeito da BRRL inicial o assunto diz respeito à rentabilidade da concessionária no período de 01/01/2022 a 06/07/2024. Conforme Nota Técnica Preliminar, a AGEPAR analisará "*os valores dos investimentos e amortizações realizadas e pagas pelo usuário por meio de tarifa*" nesse período, a fim de:

[6] "*A fim de garantir que a rentabilidade real do período seja de 9,125% ao ano, nos termos do Contratode Concessão*"

Contribuição: Trata-se de ponto bastante controverso. Conforme já exposto acima, o novo Contrato de Concessão foi assinado em dez/2022, com previsão da 1ª RTP ser concluída em jul/2024. Para tanto, foi necessário definir um período de transição, no qual as margens da concessionária foram preservadas – ainda que tenha havido uma readequação da estrutura tarifária. Acontece que, as margens passadas foram calculadas sob égide do antigo modelo contratual e nenhuma revisão tarifária ocorreu nos anos de 2021, 2022, 2023 e 2024, conforme pactuado no novo Contrato de Concessão, ainda que fosse uma exigência do antigo modelo regulatório, que previa revisões tarifárias anuais.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 97
Mov. 17

Além disso, e não menos importante, é sabido que as margens calculadas no antigo Contrato não eram integralmente repassadas ao mercado, em virtude do cenário de competitividade – fato que gerou acúmulo de um saldo, contabilizado na CTC (já citada acima). Ou seja, as margens passadas, que deveriam garantir à concessionária, a taxa de retorno estabelecida no antigo Contrato de Concessão – a saber, 20% a.a., sobre os custos de capital e operacionais – não alcançavam essa remuneração, ficando muito aquém dela. E não é demais ressaltar que no período de 01/01/2022 a 06/07/2024 a CTC foi paralisada e deixou de registrar valores não recuperados do mercado por meio das tabelas tarifárias.

Em suma, e conforme discorrido no item 1.b, tem-se novamente o caso de mecanismo que estabilizou o cenário regulatório no Estado do Paraná e colocou fim a uma série de discussões que existiam em torno da margem. Entendemos que não seria oportuno a AGEPAR reabrir todas essas discussões agora, com o objetivo de verificar a taxa de retorno do Contrato no período de 2022 a 2024. Sugerimos que a agência se abstenha de impor a condição proposta considerando a lacuna jurídica existente e as incertezas a elas relacionadas e considerando que um novo ciclo se inicia no mercado de gás do Paraná. A sugestão é de o regulador agir com muita prudência, a fim de preservar o que foi pactuado com o Poder Concedente e promover a expansão dos serviços locais de gás canalizado.

d. Da definição arbitrária de valores pelo regulador (NT 001/2024 item 4.2 pag.9)

"Alinhado a esse sentido, será considerado para fins de amortização desses investimentos a proporção entre aqueles relativos a tubulações, medidores, estações de redução de pressão, e outros equipamentos relacionados à operação da rede de distribuição (prazo de amortização linear em 30 anos) e os demais bens (prazo de amortização linear em 10 anos), conforme indicado no Plano de Negócios. Caso as informações prestadas pela Concessionária não apresentem o necessário para essa segregação de forma integral, a proporção será arbitrada pela Agepar".

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 98
Mov. 17

Zenergas
CONSULTORIA EMPRESARIAL EM ENERGIA E REGULAÇÃO LTDA.

Contribuição: A afirmação final chama atenção. No caso de as informações fornecidas pela concessionária serem consideradas insuficientes, a AGEPAR poderá arbitrar os valores – ou, no caso, a proporção entre ativos que devem ser amortizados em 30 anos e aqueles que são amortizados em 10 anos. Entendemos como desnecessário arbitrar valores. Em um processo complexo como o de Revisão Tarifária, é um procedimento que pode suscitar questionamentos, seja pela concessionária seja pelo mercado – a depender de quem for transitoriamente prejudicado. Assim, a parcimônia exigida na atividade regulatória sugere que a agência reguladora evite, ao máximo, o uso do seu poder discricionário.

A segregação dos ativos é prática corriqueira para uma concessionária de distribuição. De posse da sua base de ativos regulatória (BAR), cabe à concessionária identificar aqueles que estão compreendidos como ativos amortizáveis em 30 anos e aqueles que devem ser amortizados em 10 anos, conforme determina o Contrato de Concessão.

Assim, no caso de informações insuficientes, recomenda-se à AGEPAR que simplesmente novas interações sejam feitas com a concessionária de distribuição, a fim de que esta forneça as informações necessárias ao cálculo da Margem Bruta Requerida (MBR).

(2) -Custos e Despesas Operacionais (Opex)

A metodologia proposta pela AGEPAR para cálculo dos custos operacionais eficientes está dividida em duas etapas, conforme segue.

Etapa 1 (NT 001/2025 item 5 pag.11):

"Para levantamento dos gastos eficientes em OPEX e ODESP realizados pela concessionária nos anos de 2019-2023 deve-se, primeiro, deduzir das contas de resultado os gastos relativos aos custos de aquisição da molécula, devoluções, ganhos/perdas de gás, transporte, tributos, construção, amortização, depreciação, despesas financeiras, pavimentações, juros, despesas comerciais, despesas administrativas,

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 99
Mov. 17

serviços acessórios, correlatos e extraordinários e demais gastos cujos valores serão considerados em conta gráfica ou em outras contas da equação econômica e financeira".

Contribuição: Na "Etapa 1", destacamos o desconto da integralidade das "despesas comerciais" e das "despesas administrativas", sendo estas posteriormente consideradas no cálculo do "Encargo de Comercialização". Trata-se de ponto crítico, que pode acabar transferindo custos expressivos da concessionária para os consumidores do mercado cativo, desonerando os consumidores livres.

Importante frisar que essa segregação de despesas da concessionária não é nada trivial. Um consumidor que migra para o mercado livre não necessariamente deixa de imputar despesas comerciais à concessionária, ou mesmo a segregação dos custos não necessariamente respeita a proporção dos volumes distribuídos entre os mercados cativo e livre.

Ademais, o Contrato de Concessão, no seu Anexo 01, cláusula 1.4.4, define os custos operacionais como sendo constituídos por:

1.4.4. Os custos operacionais (OPEX) e outras despesas (ODESP) correspondem aos custos relativos à atividade de distribuição, tais como custos de pessoal, operação e manutenção, materiais, serviço de terceiros, administração e outros custos operacionais, além de gastos com pesquisa e desenvolvimento e taxa de regulação e fiscalização do Serviço de Distribuição de Gás.

Nota-se que as despesas administrativas estão contidas no OPEX e não no Encargo de Comercialização, que, por sua vez, traz como definição de OPEX para seu cálculo:

E_C = Encargos de Comercialização (R$/m³)

OPEX$_i$: custos referentes às atividades de comercialização no ano i (R$).

ODESP$_i$: outras despesas referentes às atividades de comercialização no ano i (R$).

Volume$_{Cativo}$: Volume do Mercado Cativo (m³).

T: número de anos do Ciclo Tarifário.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 100
Mov. 17

Zenergas
CONSULTORIA EMPRESARIAL EM ENERGIA E REGULAÇÃO LTDA.

Restringe-se, assim, os custos a serem alocados no Encargo de Comercialização, apenas aqueles diretamente relacionados às atividades de comercialização de gás. Parte-se, aqui, do pressuposto que a migração de um consumidor para o mercado livre não exigirá mais, por parte da distribuidora, exercer atividades de compra e venda de gás para atendê-lo – ainda que outras atividades, como gestão de contratos e balanceamento do sistema de distribuição tornem-se ainda mais complexos no cenário de múltiplos usuários atendidos pelo mercado livre.

Sugerimos, portanto, maior rigor no critério de corte para custos que devem ser compreendidos no cálculo do Encargo de Comercialização e custos que devem ser considerados no cálculo da TUSD – aplicável a todos os consumidores.

Etapa 2 (NT001/2024 item 5 pag.12):

"Do montante remanescente, deve-se fazer uma avaliação crítica e glosa das contas cujos custos e despesas são não-essenciais, ou seja, que não se relacionam ao serviço de distribuição de gás ou não se referem a obrigatoriedades legais ou trabalhistas. Como exemplo, cabe citar, mas não se limitando: gratificações, vale refeição/alimentação, programa de participação nos resultados, previdência privada, brindes e doações, provisões, remuneração do conselho de administração, serviços de consultoria, assistência médica e social, publicidade, associações de classe, honorários da diretoria, serviços bancários, reembolso auxílio educação, reembolso ao acionista, comemorações e eventos, assinatura, remuneração conselho fiscal, seguro de vida em grupo, programa bem-estar, serviços diversos pessoas física, patrocínio, provisão contingência trabalhista, outras despesas, despesas diversas, custos diversos, perda, multas, indenizações e etc".

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 101
Mov. 17

Zenergas
CONSULTORIA EMPRESARIAL EM ENERGIA E REGULAÇÃO LTDA.

Contribuição: A “Etapa 2” apresenta pontos que sugerimos revisão. A AGEPAR parte de um conceito não definido em qualquer documento aplicável à concessão: “custos e despesas não-essenciais” ou “que não se relacionam ao serviço de distribuição de gás” ou “não se referem a obrigatoriedades legais ou trabalhistas”. A lista que se segue não permite a identificação, sobre a categoria em que cada um deles se encaixa.

Dos custos listados, todos resultam de algum tipo de obrigatoriedade legal ou trabalhista – lembrando que, no âmbito da nova legislação trabalhista, o acordado em convenções supera o legislado – ou mesmo são essenciais à atividade de distribuição, uma vez que não exista empresa que opere sem um conselho de administração, sem diretoria, ou mesmo sem pagar vale refeição ou alimentação aos seus funcionários.

Logo, não faz sentido classificar qualquer das rubricas acima como não-essenciais à atividade de distribuição. Todas elas se justificam, seja sob a ótica trabalhista ou de boas práticas de mercado. Além disso, vale ressaltar que transferir tais “benefícios” para a folha salarial implicaria em maiores gastos com encargos trabalhistas, impactando negativamente a modicidade tarifária.

Ressaltamos, ainda, não encontrar qualquer respaldo no Contrato de Concessão para tais glosas. O Contrato fala em “custos adequados” (16.1) ou em “custos eficientes” (16.13), mas nunca em custos essenciais e não-essenciais – constituindo-se termo vago para aplicação de glosas tão relevantes.

A AGEPAR não deve se eximir do seu papel de avaliar os custos operacionais da Compagás e definir, com base em critérios objetivos, custos eficientes e adequados à prestação dos serviços. Por outro lado, a glosa indiscriminada de linhas do OPEX, com objetivo de promover a redução de margens, constitui prática insustentável, com efeitos danosos para a saúde financeira da concessionária e para a qualidade na prestação dos serviços.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 102
Mov. 17

Assim, propomos que a AGEPAR reconsidere a proposta de aplicação da "Etapa 2", alterando a lógica de avaliação ali proposta.

(3) -Investimentos (Capex)- NT001/2024 item 6 pag.18

O último ponto a ser tratado decorre do seguinte trecho da Nota Técnica Preliminar:

> *"Para investimentos além dos obrigatórios face o contrato (Anexo 08 – Metas da Concessão), deve haver uma análise de viabilidade específica, considerando receitas e custos marginais desses investimentos, evitando onerações na tarifa. Ainda, quanto aos juros sobre obras em andamento (JOA), sua projeção deverá ser informada pela Concessionária no Plano de Negócios por meio de um cronograma eficiente dos investimentos. Aqueles investimentos que carreguem incerteza no tempode execução devem ser alocados mais à frente no Plano de Negócios".*

Contribuição: O problema do critério sugerido – análise de viabilidade, considerando receitas e custos marginais – é que ele fere a lógica da atividade regulada. Em um ambiente regulado, projetos que fazem parte do Plano de Negócios são deveriam ser analisados sob a ótica marginalista. Uma vez que o projeto está contido no Plano de Negócios, sua taxa de retorno é exatamente igual à taxa de remuneração regulatória (WACC). Dessa forma, projetos "mais rentáveis" quando colocados no mesmo plano de projetos "menos rentáveis", produzem a mesma taxa de retorno, cada um impactando a margem regulada de uma forma.

Além disso, ao longo da concessão, projetos que inicialmente aumentam a margem, passam a contribuir com a modicidade tarifária, uma vez que seus

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 103
Mov. 17

custos vão sendo amortizados e sua contribuição para formação da Margem Bruta diminui, mas ele continua gerando receita tarifária, que contribui com a amortização de novos projetos - e assim por diante.

Logo, a aplicação de metodologias de análise marginalista de investimentos pode dar sinais equivocados, uma vez que seu impacto sobre a margem no presente ciclo é diferente do seu impacto sobre a margem nos próximos ciclos. Assim, um projeto que apenas reduza a margem no curto prazo, ao longo do tempo tornar-se-ia menos rentável, uma vez que a margem futura seria menor, em virtude da sua contribuição específica.

Nesse sentido, sugerimos que a AGEPAR analise os projetos do Plano de Negócios de forma global - e não apenas marginal -, a fim de não causar distorções à proposta da concessionária e ao mercado como um todo.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 104
Mov. 17

Protocolo №:	21.565.791-4
Assunto:	Relatório Circunstanciado das Contribuições recebidas na consulta pública 02/2024 – Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida referente à 1ª Revisão Tarifária Periódica do Serviço de Gás Canalizado para o período 2024-2029.
Data:	07/03//2024

2. ANEXO 2: CONTRIBUIÇÃO 2 – UEG ARAUCÁRIA S.A.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 105
Mov. 17

Carta C/006/2024 – DC

Curitiba, 1º de março de 2024

Ao Sr. Reinhold Stephanes
Diretor-Presidente da Agência Reguladora do Paraná - AGEPAR

Assunto: Consulta Pública N.º 2/2024 – AGEPAR, "Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida Máxima referente à 1ª Revisão Tarifária Periódica (RTP) 2024-2029 do serviço de Comercialização e de Distribuição de Gás Canalizado".

Prezado Senhor,

É com grande satisfação que a UEG Araucária S.A - UEGA, proprietária da Usina Termelétrica Araucária, cumprimenta a AGEPAR pela iniciativa de abertura de espaço para manifestação dos usuários dos serviços de distribuição de gás natural e apresenta sua contribuição à Consulta Pública em epígrafe.

Ressaltamos que será levado em consideração o esclarecimento prestado na NT n. 001/2024 (item 4.1) da DRE/CDG de que "homologação, ajustes e eventuais correções e/ou amortizações aplicadas pela Agepar aos valores definidos no Anexo 07 e acréscimos (...) serão objeto de estudo detalhado que será realizado a partir da Primeira Revisão Tarifária Periódica".

A Usina Termelétrica a Gás de Araucária (UTE Araucária) tem capacidade para consumo diário de até 2.100.000 m³ de gás natural, o que a torna o maior consumidor livre do Estado do Paraná. A fim de contribuir de forma relevante no que toca o segmento em que está inserida, a UEGA traz as seguintes ponderações e questionamentos.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 106
Mov. 17

O Contrato de Concessão considera os gasodutos no Estado do Paraná sob concessão como uma estrutura única, aplicando o rateio de sua remuneração igualmente a todos os usuários da malha local de distribuição

No entanto, a estrutura construída pela Compagas para atendimento à UTE Araucária é exclusiva, ou seja, a UEGA é o único usuário do segmento da malha entre o *City Gate* da transportadora, TBG, e a usina. Além disso, a construção da estrutura data do início da década de 2000, e não dispõe de medidores de propriedade da distribuidora[1].

A regra estabelecida pelo Contrato de Concessão em vigor, para o cálculo da Margem Bruta Requerida, trata a UEGA da mesma forma que aos demais usuários do Mercado Livre, que, em sua maioria, encontram-se dispersos pela malha e compartilham os gasodutos de distribuição. Dada sua situação distinta, deveria ser tratada de acordo com suas especificidades.

No Contrato de Concessão restou demonstrado somente o valor total de toda a malha de distribuição com base nos dados contábeis da Compagas, não apresentando qualquer detalhamento que permitisse conhecer o custo real dos gasodutos dedicados que compõem a malha do Estado. Sem isso, não foi possível conhecer o custo efetivo do gasoduto dedicado à UTE Araucária para que se pudesse conferir a congruência do custo com a tarifa aplicada. Para dar mais transparência ao valor que está sendo cobrado, é indispensável a demonstração detalhada da base regulatória de ativos da Compagas, especialmente no caso da UEGA. Não dispondo da abertura dos reais custos incorridos para atendimento da UEGA, faz-se necessário afastar qualquer possibilidade de que esta cliente esteja indiretamente subsidiando os custos e a remuneração do investimento para todos os demais clientes da Compagas, já que pode se configurar tratamento desarrazoado em relação a este cliente.

Neste contexto, é flagrante que a norma estabelecida no Contrato carece de alteração, de forma que seja estabelecida tarifa adequada para os gasodutos

[1] As medições do GN distribuído à UEGA são fornecidas pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. “TBG”9ij.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 107
Mov. 17

dedicados, de modo que haja compatibilidade entre a tarifa aplicada e o custo efetivo da prestação do serviço de distribuição, mormente no caso da UEGA.

Vale ressaltar que, no cômputo do valor tarifário deve haver proporcionalidade entre valores cobrados pelo uso e disponibilidade em relação ao custo para a concessionária do trecho dedicado. Aliás, a transparência em relação a tais dados é essencial para se constatar o atendimento ao princípio da modicidade tarifária.

Deste modo, é necessário que a Agência informe aos usuários qual a data de início da amortização do investimento para implantação do gasoduto dedicado à UTE Araucária que, segundo consta da Nota Técnica 1/2024, deverá ser amortizado no prazo de trinta anos. Além disso, também é necessário conhecer a data de conclusão da amortização e o impacto decorrente na tarifa aplicável ao segmento termelétrico.

Mesmo diante da relevância desta informação sobre a amortização para valoração das tarifas, a informação disponível no Anexo 4 do Contrato de Concessão é insuficientemente clara e detalhada para que se possa aferir quanto do investimento na malha já foi amortizado, tampouco quanto dele diz respeito à UEGA.

É imprescindível também dar publicidade aos dados referentes a ao custeio da chamada Gestão do Mercado Livre.

A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para o Mercado Livre ($TUSD_L$) é composta das seguintes parcelas: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) somada aos Encargos de Gestão do Mercado Livre (E_L).

Como o cliente do Mercado Livre não adquire gás natural junto à distribuidora, não lhe imputando qualquer custo de *take or pay* junto aos seus fornecedores de GN, tampouco custo de *ship or pay* junto ao transportador, presume-se que a variável E_L reflita o baixo nível de gastos para gerenciamento deste mercado deste segmento.

Justamente por esta razão, é necessário que não seja computado na $TUSD_L$ o capital de giro e sua remuneração. Ao definir um único cálculo de TUSD aplicável a todos os usuários dos serviços, o Contrato de Concessão deixou de considerar que o custo relativo ao capital de giro, conforme descrito no item 7 da Nota Técnica 1/2021,

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 108
Mov. 17

refere-se exatamente aos custos incorridos pela concessionária na comercialização de gás natural.

Além das questões já elencadas, ainda é necessário que seja justificada a existência de dois tipos de tarifas para o segmento termelétrico, a tarifa de termo fixo e a tarifa de termo variável. O Contrato de Concessão não especificou a forma de cálculo de ambas. É de se esperar que o termo fixo se refira à totalidade dos custos incorridos pela concessionária para atendimento do segmento. Portanto, é necessário justificar a fixação de cobrança variável mesmo na presença de termo fixo, demonstrando-se quais são os custos variáveis incorridos pela distribuidora na prestação dos serviços. E, no caso de cobrança de tarifa de termo variável, a tarifa de termo fixo deve ser descontada, pois os custos fixos já estariam sendo supridos.

Considerando o exposto, baseado na necessidade de aperfeiçoar o sistema de tarifação e conferir transparência ao serviço público, entendemos que a AGEPAR, no que concerne ao segmento termoelétrico, deve:

a) **Retirar do cálculo da tarifa de distribuição os custos relativos à comercialização de gás natural;**
b) **Prestar esclarecimentos sobre o custo incorrido pela Compagas na construção dos gasodutos dedicados no segmento do Mercado Livre, especificando por usuário, o que inclui a UTE Araucária;**
c) **Informar a amortização contabilizada nos referidos gasodutos mencionados no item "b";**
d) **Aplicar ao cálculo da tarifa dos usuários de gasodutos dedicados somente a porção dos ativos de distribuição que atende a cada usuário nesta condição, o que inclui o caso da UEGA ;**
e) **Excluir do cômputo da $TUSD_L$ a remuneração Variação do Capital de Giro, que é composta de custos de comercialização;**
f) **Informar os componentes do custeio atribuído ao chamado "gerenciamento do Mercado Livre";**
g) **Especificar quais são os itens "Receitas acessórias", "Receitas correlatas" e "Receitas extraordinárias", além de informar seu valor no período de 2019 a 2023;**

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 109
Mov. 17

h) Justificar a necessidade de cobrança da tarifa variável, frente ao estabelecimento de cobrança da tarifa fixa para o segmento termelétrico e

i) No caso de cobrança de tarifa de termo variável, descontar desse valor a tarifa de termo fixo.

Permanecemos à disposição para esclarecimentos adicionais julgados necessários, subscrevemo-nos.

Atenciosamente,

[redacted]

Demétrio Sheeny Coutinho

Diretor Comercial

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 110
Mov. 17

Protocolo №:	21.565.791-4
Assunto:	Relatório Circunstanciado das Contribuições recebidas na consulta pública 02/2024 – Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida referente à 1ª Revisão Tarifária Periódica do Serviço de Gás Canalizado para o período 2024-2029.
Data:	07/03//2024

3. ANEXO 3: CONTRIBUIÇÃO 3 – INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 111
Mov. 17

GN 07/24

Rio de Janeiro, 01 de março de 2024

À AGEPAR – Agência Reguladora do Paraná
Rua Marechal Deodoro, 1600 - Alto da Rua XV - 80045-090 - Curitiba - PR

Assunto: **Consulta Pública nº 002/2024 - Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida Máxima referente à 1ª RTP 2024-2029 do serviço de Comercialização e Distribuição de Gás Canalizado**

Prezados membros da AGEPAR,

O Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás (IBP), principal representante das empresas produtoras de gás natural no Brasil, agradece a oportunidade de participar ativamente da Consulta Pública nº 2/2024, que visa obter contribuições sobre a "Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida Máxima referente à 1ª Revisão Tarifária Periódica (RTP) 2024-2029 do serviço de Comercialização e Distribuição de Gás Canalizado".

No contexto da Consulta Pública, o IBP está comprometido em oferecer suas contribuições, tendo em vista que esse tema é de muita relevância para seus associados, visando o aprimoramento dos métodos empregados na definição das tarifas aplicadas aos Agentes Livres que atuam no Estado do Paraná.

Neste contexto, o IBP identificou áreas de oportunidade para refinamento da metodologia proposta, com o objetivo de assegurar uma abordagem que reflita as especificidades dos ativos e se traduza na determinação das tarifas que impactam diretamente os Agentes Livres e, consequentemente, o ambiente de mercado do setor no estado.

Além da proposta de ajustes específicos na metodologia do cálculo da Margem Bruta Requerida Máxima, as contribuições apresentadas visam oferecer também *insights* valiosos a partir de uma análise mais abrangente das necessidades e desafios enfrentados pelos Agentes Livres no mercado de gás natural do Paraná.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 112
Mov. 17

Assim, através de uma análise detalhada e fundamentada, o IBP almeja contribuir de forma significativa para o aprimoramento contínuo do processo de revisão tarifária, garantindo que as políticas e diretrizes adotadas promovam um ambiente propício para a competitividade do setor de energia no estado, alinhado com as melhores práticas e padrões.

A seguir apresentamos os pontos que julgamos relevantes da Consulta Pública AGEPAR 02/2024.

1. Inclusão da Necessidade de inclusão da TUSD-E:

Em meio às discussões acerca do cálculo da Margem Bruta Requerida referente à Primeira Revisão Tarifária Periódica da Compagas, entendemos haver um espaço oportuno para se propor o estabelecimento de uma tarifa específica para dutos dedicados, exclusivos e/ou específicos, a chamada TUSD-E.

A Nova Lei do Gás n° 14.134/21, em seu Art. 29, prevê essa possibilidade no caso de agentes cujas necessidades de movimentação de gás natural não possam ser atendidas pela distribuidora de gás canalizado, reservando a estes a possibilidade de construir e implantar, diretamente, instalações e dutos para o seu uso específico mediante contrato que atribua à distribuidora de gás canalizado estadual a sua operação e manutenção.

Para uma adequada remuneração dos custos deste gasoduto dedicado, a TUSD-E deve ser composta pela soma de duas parcelas que consideram as características específicas do gasoduto, sendo:

a. CAPEX específico: no caso do duto construído pela Concessionária, representando o montante investido especificamente naquele gasoduto; e

b. OPEX específico: representando os custos incorridos pela Concessionária para a operação e manutenção daquele gasoduto.

Essa metodologia tem como objetivo assegurar que a TUSD-E não deve carregar elementos de custo da malha da Concessionária, atendo-se exclusivamente àqueles incorridos pelo gasoduto dedicado, sendo consideradas as especificidades desse ativo.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 113
Mov. 17

Em nossa visão, a criação de uma Tarifa Específica para Uso do Sistema de Distribuição (TUSD-E) é um elemento chave para a competitividade da indústria no Estado do Paraná, sendo imprescindível para que os usuários nesta condição (conectados diretamente a gasodutos de transporte, terminais de GNL ou UPGNs) tenham uma tarifa que guarde relação com o serviço efetivamente prestado. A implementação de uma TUSD-E no estado aumenta sua competitividade perante outros estados que já têm essa tarifa definida, aumentando a sua atratividade para a realização de investimentos e o incremento de consumo de gás natural no estado.

Somente a título de conhecimento, estados que já possuem essa definição regulatória e podem auxiliar a AGEPAR são: Alagoas, Amazonas, São Paulo, Espírito Santo, Minas Gerais, Bahia, Sergipe, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul e Rio Grande do Norte.

2. Retirada de encargos da metodologia

Com relação à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) - aplicável ao Agente Livre que se utiliza da malha da Concessionária, mas que não faz uso dos serviços comerciais, uma vez que a atividade é exercida pelo próprio usuário – é importante observar que a metodologia proposta contempla a cobrança de um encargo adicional pela gestão do mercado livre, pressupondo que a distribuidora terá um custo adicional para fazer essa gestão.

Contudo, entendemos que a cobrança desse encargo não é razoável, dado que o agente livre é o responsável por fazer a gestão do seu próprio portfólio incluindo a parcela da molécula (gás natural) e, possivelmente, a contratação de capacidade no sistema de transporte, não fazendo uso dos serviços associados à referida taxa.

O que se observa, portanto, é que a metodologia proposta contempla custos da concessionária que estão associados ao mercado cativo, mas que não ocorrem no mercado livre, como aqueles relacionados à atividade comercial do gás natural, incluindo pessoal, propaganda, marketing, entre outros. Assim, nossa recomendação é que esse encargo seja retirado da tarifa que recai sobre os agentes livres tendo em vista que, na prática, a cobrança dos encargos pela gestão do mercado livre leva à configuração de barreiras para o desenvolvimento do mercado de gás natural no mercado de gás natural do Paraná.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 114
Mov. 17

A título de conhecimento, diversos estados não possuem a cobrança deste encargo e podem auxiliar a AGEPAR, como: Sergipe, Alagoas, Amazonas, Minas Gerais e Rio Grande do Sul.

3. Inclusão de mecanismos regulatórios para reversão de valores adicionais obtidos pela concessionária aos consumidores

Em termos regulatórios, entendemos que se faz necessária a inclusão de um mecanismo que estabeleça, através da modicidade tarifária, a devolução aos clientes dos ganhos econômicos e financeiros que estão acima dos percentuais da rentabilidade definidos pela Agência, apurado através da divisão do Lucro Líquido pela base de ativos. Reforçamos que seja respeitado o contrato de concessão, assim como o equilíbrio econômico-financeiro estabelecido no mesmo.

Outro ponto importante é considerar que os ganhos com a produtividade ou a escala de uma concessão, prática importante para garantir que os benefícios da eficiência operacional, sejam também compartilhados com os consumidores através de um fator redutor aplicado às margens de distribuição – modicidade tarifária. Citamos como exemplo os ganhos de produtividade e eficiência ou ainda as diferenças entre o imposto de renda efetivamente pago pela Compagás e o previsto no modelo original, buscando reduzir as tarifas ou limitar eventuais aumentos. Também mencionamos a importância da que seja incluído um fator que permita a reversão aos consumidores das receitas obtidas pela concessionária com penalidades em prol da modicidade tarifária, na qual os valores apurados estejam atrelados a uma conta gráfica e alocados entre os mercados cativo e livre de acordo com o princípio da neutralidade.

A criação de tais mecanismos visa equilibrar os interesses dos consumidores, garantindo que eles se beneficiem dos ganhos de eficiência das empresas, ao mesmo tempo em que forneçam incentivos para que as empresas continuem investindo na melhoria dos serviços e na busca da eficiência operacional.

Conclusão

As contribuições do IBP não se limitam apenas a ajustes específicos na metodologia, mas também oferecem uma visão abrangente das necessidades e desafios enfrentados pelos Agentes Livres no mercado de gás natural no estado. É fundamental ressaltar que nossas contribuições são sempre respaldadas por estudos técnicos e alinhada com as

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 115
Mov. 17

melhores práticas regulatórias. Portanto, as propostas apresentadas pelo IBP têm o potencial, não apenas de aprimorar o processo de revisão tarifária, mas também de promover um ambiente regulatório mais transparente e favorável ao crescimento do mercado de gás natural no Paraná, beneficiando a todos os agentes da cadeia de valor e a sociedade como um todo.

O IBP fica à disposição dessa Agência para esclarecer qualquer ponto de nossa contribuição.

Atenciosamente,

[redacted]

Tiago Santovito
Gerente Executivo de Regulação de Transporte e Distribuição de Gás Natural
IBP

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 116
Mov. 17

Protocolo №:	21.565.791-4
Assunto:	Relatório Circunstanciado das Contribuições recebidas na consulta pública 02/2024 – Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida referente à 1ª Revisão Tarifária Periódica do Serviço de Gás Canalizado para o período 2024-2029.
Data:	07/03//2024

4. ANEXO 4: CONTRIBUIÇÃO 4 – COMMIT GAS S.A.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 117
Mov. 17

VEIRANO ADVOGADOS

Rio de Janeiro, 02 de março de 2024

À COMMIT GAS S.A. ("COMMIT")

A/C: Lais Fiusa e Marília Ventura

(lfiusa@commitgas.com) e (mventura@commitgas.com)

Enviado por *e-mail*

Ref.:	Consulta Pública nº 02/2024 - Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Paraná ("AGEPAR")
Assunto:	Contribuições referentes à metodologia para cálculo da Margem Bruta Requerida Máxima referente à 1ª RTP 2024-2029 do serviço de comercialização e distribuição de gás canalizado

Prezadas Dra. Lais e Dra. Marília,

Conforme solicitado, apresentamos, anexo, considerações em suporte às contribuições da COMMIT acerca da proposta de metodologia preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida Máxima referente à 1ª RTP 2024-2029 do serviço de comercialização e distribuição de gás canalizado da Companhia Paranaense de Gás – Compagas apresentada pela Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Paraná ("AGEPAR") no âmbito da Consulta Pública nº 02/2024.

Ficamos à disposição caso precisem de quaisquer esclarecimentos sobre quaisquer dos temas tratados em nosso memorando.

Atenciosamente,

[redacted]

Ali El Hage Filho | Clarissa Pires

Veirano Advogados

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 118
Mov. 17

I – INTRODUÇÃO

A exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado no Estado do Paraná foi delegada pelo Estado do Paraná à Companhia Paranaense de Gás ("COMPAGAS") por meio de Contrato de Concessão assinado em 1996 pelo prazo de 30 (trinta) anos, contados de 06 de julho de 1994.

Diante da possibilidade de renovação estipulada nesta avença, foi realizada a renegociação contratual, que culminou com a assinatura de novo Contrato de Concessão em 26 de dezembro de 2022. Esse contrato, além de inaugurar um novo modelo regulatório, prorrogou a concessão de serviços públicos pelo prazo de 30 (trinta) anos, contados da data de vencimento do prazo original da Concessão.

O novo Contrato de Concessão determina que deverá ocorrer um primeiro ciclo de revisão tarifária em 06 de julho de 2024, quando serão fixados a metodologia e os elementos que compõem o cálculo das tarifas aplicáveis aos usuários dos serviços de gás canalizado no Estado.

Desta forma, a AGEPAR deflagou a Consulta Pública nº 02/2024, destinada a obter contribuições, sugestões, propostas e críticas a respeito da metodologia preliminar de cálculo da Margem Bruta Requerida Máxima referente à 1ª Revisão Tarifária Periódica (RTP) 2024-2029 apresentada na Nota Técnica nº 001/2024.

Dentre as considerações e propostas apresentadas pela Agência para consulta à sociedade, identificamos disposições que têm o condão de afetar significativamente a Concessionária e, consequentemente, a prestação dos serviços. Recomendamos, portanto, que a Commit apresente, no contexto da Consulta Pública, esclarecimentos referentes a:

(i) impossibilidade de exclusão dos investimentos realizados pela Concessionária no período de 01/01/2024 a 06/07/2024 da Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) do primeiro ciclo tarifário: a proposta da AGEPAR por postergar a inclusão desses valores para o segundo ciclo tarifário – que ocorrerá apenas daqui há 5 anos – além de

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 119
Mov. 17

violar o disposto no contrato de concessão, promove uma defasagem no cálculo da tarifa, visto que deixa de considerar os investimentos incorridos pela concessionária nesse período;

(ii) impossibilidade de alteração da data base para atualização dos valores pagos à título de Outorga pela Concessionária, visto que a Cláusula 10.13 determina a atualização da BRRL a partir de 01/01/2022;

(iii) inaplicabilidade da taxa WACC de 9,125% prevista na Cláusula 10.3.1. do Contrato de Concessão à taxa de retorno sobre os valores pagos pelos usuários por meio de tarifas no período de 01/01/2022 a 06/07/2024;

(iv) impossibilidade de a AGEPAR arbitrar a proporção dos investimentos na eventual hipótese em que a Agência entenda que as informações prestadas pela Concessionária não são suficientes: é imperioso que seja oportunizada a complementação dos documentos; e

(v) impossibilidade de conferir interpretação restritiva ao conceito de OPEX e ODESP – determinado no item 1.4.4. do Anexo 01 - para ampliar os custos que poderão ser glosados pela Agência: todos os exemplos de custos listados na Nota Técnica referem-se à gastos intrinsecamente relacionados à prestação dos serviços e a manutenção e operação da empresa; existindo, ainda, diversos custos fixados em Acordo Coletivo de Trabalho.

É o que se passa a expor.

II. ITEM 4. DA CONSULTA PÚBLICA – BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA LÍQUIDA (BRRL)

II.1. EXCLUSÃO DOS INVESTIMENTOS DO PRIMEIRO SEMESTRE DO PRIMEIRO CICLO TARIFÁRIO

Inicialmente, no que tange ao item 4.1 BRRL INICIAL ($BRRL_0$) da Consulta Pública, quanto à contabilização dos valores de investimentos realizados a serem contemplados na Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) inicial, a Agência sugeriu, através da Nota Técnica nº 01/2024, que "*(...) por questões metodológicas e*

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 120
Mov. 17

operacionais" se adote "*31/12/2023 como a data final para contabilização destes valores",* a despeito de o Contrato de Concessão definir que o período de apuração seja de 01/01/2022 a 06/07/2024. Nessa linha, sugere que todos os valores incorridos no período de 01/01/2024 até 06/07/2024 sejam incluídos apenas em levantamento apartado para o segundo Ciclo Tarifário. Contudo esse entendimento, além de violar claramente o disposto no Contrato de Concessão, tem o condão de gerar prejuízos consideráveis e irreparáveis à Concessionária.

Com efeito, o período para apuração dos investimentos e amortizações a serem contemplados na BRRL inicial está previsto na Cláusula 10.3 do Contrato de Concessão de Serviços Locais de Gás Canalizado[1], firmado recentemente em 26/12/2022. O referido instrumento contratual é regido pela Lei Federal nº 8.987/1995, que prevê a incumbência do poder concedente e da concessionária de "*cumprir e fazer cumprir* [...] *as cláusulas contratuais da concessão*", conforme arts. 29, VI; e 31, IV. A aludida incumbência demonstra a sujeição de ambas as partes às condições pactuadas.

Não obstante, ainda que se considere certa preponderância do poder concedente – observada sua atuação na fiscalização do serviço prestado pela concessionária e seu poder sancionador em caso de irregularidade no cumprimento do contrato -, fato é que as cláusulas devem ser cumpridas, conforme preconiza a doutrina:

> *A doutrina, em grande parte, reconhece nos contratos de concessão a existência de cláusulas regulamentares e de cláusulas financeiras. **Estas, como traduzem o preço do serviço, não podem ser alteradas ao exclusivo arbítrio da Administração**. [...]*
> *A respeito, já se decidiu, a nosso ver com absoluto acerto, que nem o advento de planos econômicos gerais, implantados pelo governo por ato legislativo legítimo, pode romper o equilíbrio econômico-financeiro das concessões,*

[1] "10.3 A lista resumida dos ativos que compõem a BAR inicial consta do Anexo 04 - Laudo de Inventário Inicial e do Anexo 07 - BRRL Inicial e a lista completa será homologada pela AGEPAR. A BRRL inicial, descrita no Anexo 07, contempla os investimentos líquidos realizados até 31 de dezembro de 2021 e será acrescida dos montantes relativos aos investimentos e amortizações realizados entre 01/01/2022 e 06/07/2024, todos atualizados monetariamente pela variação do IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Amplo e remunerados pela taxa WACC, conforme item 10.17 até 06/07/2024, sendo amortizados a partir de 07/07/2024."

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls 121
Mod. 17

> ***garantido pela própria contextualização dos contratos***. *E isso principalmente quando o ajuste na concessão estabelece a correspondência entre o valor das tarifas e os fatores de custo do serviço concedido, cláusula considerada essencial na relação contratual. Tal solução, como é fácil perceber, espelha* ***o necessário respeito que o Estado deve dispensar aos contratos que ele mesmo celebra, ao mesmo tempo em que assegura ao concessionário um mínimo de estabilidade na relação concessional***.[2]

Esse dever de cumprimento é ainda maior em relação às chamadas "*cláusulas econômicas*" do Contrato de Concessão, que não podem ser objeto de alteração unilateral pelo Poder Concedente.

Nesse sentido, tendo em vista que o Contrato de Concessão fixou, expressamente, 06/07/2024 como data de corte para apuração dos valores, cabe à Agência dar cumprimento ao determinado. Isso porque, o Estado, enquanto Poder Concedente, deve respeitar os termos fixados no Contrato que rege a Concessão, garantindo a segurança jurídica e a legítima expectativa da Concessionária.

Ademais, fixar o dia 31/12/2023 como data final para apuração dos valores, além de contrariar as disposições contratualmente fixadas e anuídas pelas Partes, conforme mencionado no parágrafo acima, afetará o equilíbrio da equação econômico-financeira da concessão, prejudicando a prestação do serviço público. De acordo com o proposto pela AGEPAR, os valores referentes ao período de 01/01/2024 a 06/07/2024 serão contabilizados apenas no próximo ciclo tarifário, o que ocorrerá apenas daqui a 5 anos.

Por certo, a proposta da Agência promove uma defasagem no cálculo da tarifa, visto que deixa de considerar os investimentos incorridos pela concessionária nesse período, postergando seu reconhecimento tarifário para cinco anos à frente. Ainda mais porque a organização financeira e operacional da Concessionária foi estruturada considerando a inclusão desses custos e investimentos já no primeiro ciclo tarifário e não no segundo.

---

[2] CARVALHO FILHO, José dos Santos. *Manual de Direito Administrativo*. 36ª ed. Barueri: Atlas, 2022, pp. 345-347; grifos nossos.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 122
Mov. 17

Dessa forma, a AGEPAR deve observar a disposição contida na Cláusula 10.3 do Contrato de Concessão, mantendo como período de apuração de 01/01/2022 a 06/07/2024, sob pena de desequilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão. Para tanto, recomendamos a aprovação prévia dos investimentos feitos de 01/01/2024 a 06/07/2024, com posterior verificação, seguindo os ritos e critérios da Agência. Caso sejam identificadas diferenças nos valores previamente estabelecidos, estas serão capturadas pelo mecanismo de ajuste (Fator Z), previsto no Anexo 01 do Contrato de Concessão da Compagas, ao final do 1º Ciclo Tarifário.

II.2. TERMO INICIAL DE ATUALIZAÇÃO DO VALOR PAGO PELA OUTORGA.

Ainda no que tange ao item 4.1 BRRL INICIAL ($BRRL_0$) da Consulta Pública, o Contrato de Concessão, na Cláusula 1.3., ao fixar o valor que deveria ser pago pela *Concessionária* a título de outorga, não incluiu previsão sobre atualização do seu valor, mas apenas condicionou o prazo de 30 dias para pagamento à assinatura do Contrato. Seguindo, a Cláusula 10.13 determina a atualização da BRRL a partir de 01/01/2022:

> *10.16* ***O valor atribuído à BRRL inicial*** *corresponde ao montante definido no item D do Anexo 07 - BRRL Inicial, o qual compreende também os ativos existentes no encerramento do prazo original da Concessão e avaliados de acordo com o Anexo 04 - Laudo de Inventário Inicial e* ***deverá ser atualizado a partir de 01/01/2022***.

Como se observa, o Poder Concedente, à época da elaboração do Contrato de Concessão, não previu qualquer forma de atualização distinta, com prazo diferenciado, condicionados à assinatura do contrato. Pelo contrato, o Poder Concedente optou por determinar um valor fixo de outorga e a data de início para atualização do valor da BRRL. Estas condições constituem a original equação econômico-financeira do Contrato de Concessão, tendo inclusive feito parte de amplo processo negocial e de quitação de créditos e débitos da antiga concessão – com a devida transparência, uma vez que o novo contrato foi submetido aos órgãos competentes e passou por processos de Consulta e Audiência Públicas.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 123
Mov. 17

Considerando, portanto, a incumbência do poder concedente e da concessionária de "*cumprir e fazer cumprir* [...] *as cláusulas contratuais da concessão*", conforme arts. 29, VI e 31, IV, da Lei nº 8.987/1995, ambas as partes estão vinculadas às condições pactuadas.

Nesse sentido, diante das previsões contratuais inequívocas, inexiste margem de discricionaridade da Administração em alterar as disposições, modificando os termos da atualização dos valores, sob pena de ferir a estabilidade concessional e a segurança jurídica. Assim, como se disse no tópico anterior, trata-se aqui de uma "*cláusula econômica*" do Contrato de Concessão que não pode sequer ser objeto de alteração unilateral pelo Poder Concedente.

II.3. TAXA DE RETORNO DA CONCESSIONÁRIA: DA CORRETA INTERPRETAÇÃO DO CONTRATO DE CONCESSÃO

No mesmo item 4.1 BRRL INICIAL ($BRRL_0$) da Consulta Pública, quanto à rentabilidade da Concessionária, a AGEPAR aduz que:

> *"É importante destacar que os valores apresentados no Anexo 04 (Laudo Inventário Regulatório Inicial), no Anexo 07 (BRRL Inicial) e os valores dos investimentos e amortizações realizadas e pagas pelo usuário por meio de tarifa entre 01/01/2022 e 06/07/2024 ainda carecem de análise detalhada da Agepar que antecederá a sua homologação: análise essa a ser realizada a partir da revisão tarifária e que poderá promover alterações que eventualmente ensejarão ajustes compensatórios."*

Ou seja: afirma-se que, para "*garantir que a rentabilidade real do período seja de 9,125% ao ano*" a AGEPAR poderá promover alterações que ensejam ajustes compensatórios. No entanto, sobre o entendimento apresentado pela AGEPAR, é necessária a exposição de alguns esclarecimentos.

Inicialmente, é preciso destacar que o Contrato de Concessão não prevê a aplicação de uma taxa de retorno de 9,125% sobre os valores pagos pelos usuários por meio de tarifas no período de 01/01/2022 a 06/07/2024. Como se observa das Cláusulas 10.3 e 10.3.1., a mencionada taxa WACC de 9,125% diz respeito à capitalização da base inicial de aportes feitos pela concessionária nesse período. Confira-se *in verbis:*

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 124
Mov. 17

> *"10.3 A lista resumida dos ativos que compõem a BAR inicial consta do Anexo 04 - Laudo de Inventário Inicial e do Anexo 07 - BRRL Inicial e a lista completa será homologada pela AGEPAR.* ***A BRRL inicial****, descrita no Anexo 07, contempla os investimentos líquidos realizados até 31 de dezembro de 2021* ***e será acrescida dos montantes relativos aos investimentos e amortizações*** *realizados entre 01/01/2022 e 06/07/2024, todos atualizados monetariamente pela variação do IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Amplo e* ***remunerados pela taxa WACC****, conforme item 10.17 até 06/07/2024, sendo amortizados a partir de 07/07/2024.*
>
> *10.3.1 Para fins desta cláusula, a taxa WACC utilizada será fixa de 9,125% ao ano, considerando como data base 01/01/2022.*

Note-se que a Cláusula 10.3.1. delimitou sua aplicação apenas à Cláusula 10.3., cujo objeto são os aportes iniciais feitos pela Concessionária, não havendo aplicação quando à rentabilidade da Concessão para esse período.

Com efeito, o novo modelo regulatório previsto no Contrato de Prorrogação da Concessão Pública só será inaugurado em 07/07/2024 (Cf. Cláusula 1.1.), momento em que (i) se encerra a vigência do Contrato de Concessão original; (ii) se inicia a produção de efeitos do Contrato de Prorrogação; e (iii) a BAR composta nos termos da Cláusula 10.3. passará a ser considerada. Desse modo, a assinatura do contrato que prorrogou a concessão pública não faz com que todas as suas cláusulas comecem, imediatamente, a produzir efeitos.

Nesse cenário, até 07/07/2024, primeiro ciclo do novo modelo regulatório, aplica-se o Contrato de Concessão firmado em 1996 e seus Aditivos, bem como a taxa de retorno ali disposta – a saber, de 20% a.a., sobre o custo de capital e sobre os custos operacionais. Não sendo possível aplicar *suposta* taxa de retorno prevista no Contrato de Prorrogação da Concessão durante o período de vigência do antigo contrato.

Cabe, ainda, destacar que o Contrato de Concessão firmado em 1996 previa a realização de revisões tarifárias anuais. Todavia, no âmbito do pactuado no Contrato de Prorrogação, as tabelas tarifárias do período de transição foram fixadas, assim como foi definida sua indexação. Em outras palavras, foi pactuado entre as partes que as tabelas tarifárias vigentes, à época da assinatura do novo contrato, eram suficientes para preservar as atividades da concessionária, assim como uma remuneração

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 125
Mov. 17

razoável. Retroagir a 2022, em exercício teórico de apuração de rentabilidades passadas, pode levantar questões que foram encerradas pela assinatura do novo Contrato de Concessão, como a movimentação da Conta de Tarifas a Compensar (CTC) nesse período.

Por todo o exposto, não se demonstra possível aplicar a taxa de 9,125% ao período de 01/01/2022 a 06/07/2024 para avaliar a rentabilidade da Concessão, uma vez que a cláusula não se refere à taxa de retorno da Concessão antes do início da vigência do Contrato de Prorrogação da Concessão, mas tão somente à metodologia de determinação da BAR a partir de tal marco contratual. O novo modelo regulatório instituído pelo Contrato de Prorrogação da Concessão terá seu primeiro ciclo apenas em 07/07/2024, momento em que o antigo Contrato de Concessão se findará.

II.4. DETERMINAÇÃO DA $BRRL_T$ E AMORTIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS.

Analisando o item 4.2. MOVIMENTAÇÃO DA BRRL DURANTE O CICLO TARIFÁRIO ($BRRL_{T)}$, a Agência expressa que:

> *"Caso as informações prestadas pela Concessionária não apresentem o necessário para essa segregação de forma integral, a proporção será arbitrada pela Agepar."*

Ao entender que informações prestadas pela concessionária no âmbito da Revisão Tarifária não são suficientes, a Agência deveria solicitar esclarecimentos e mais informações à concessionária. Desde já prever que a AGEPAR arbitrará a proporção dos investimentos gerará insegurança jurídica ao processo de revisão tarifária, uma vez que cabe à concessionária identificar quais são os ativos relacionados que devem ter sua amortização linear em 30 (trinta) anos e quais devem ter sua amortização linear em 10 (dez) anos, nos termos do Contrato de Concessão.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 126
Mov. 17

III. ITEM 5. DA CONSULTA PÚBLICA – CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS (OPEX) E OUTRAS DESPESAS (ODESP)

III.1. EXCLUSÃO DE CUSTOS E DESPESAS CONSIDERADOS NÃO ESSENCIAIS AO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS.

Com relação ao item 5. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS (OPEX) E OUTRAS DESPESAS (OPEX), para cálculo do OPEX, a AGEPAR consignou, na Nota Técnica nº 01/2024, a necessidade de "*fazer uma avaliação crítica e glosa das contas cujos custos e despesas são não-essenciais, ou seja, que não se relacionam ao serviço de distribuição de gás ou não se referem a obrigatoriedades legais ou trabalhistas.*" Como exemplo, destacou o seguinte rol exemplificativo:

> *"gratificações, vale refeição/alimentação, programa de participação nos resultados, previdência privada, brindes e doações, provisões, remuneração do conselho de administração, serviços de consultoria, assistência médica e social, publicidade, associações de classe, honorários da diretoria, serviços bancários, reembolso auxílio educação, reembolso ao acionista, comemorações e eventos, assinatura, remuneração conselho fiscal, seguro de vida em grupo, programa bem-estar, serviços diversos pessoas física, patrocínio, provisão contingência trabalhista, outras despesas, despesas diversas, custos diversos, perda, multas, indenizações e etc."*

Sobre isso, é preciso destacar que o Anexo 01 do Contrato de Concessão já previu no item 1.4.4. que as categorias OPEX e ODESP **corresponderão aos custos relativos à atividade de distribuição**, englobando os custos relativos a pessoal, operação e manutenção, nos seguintes termos:

> "*Os custos operacionais (OPEX) e outras despesas (ODESP) **correspondem aos custos relativos à atividade de distribuição**, tais como custos de **pessoal**, **operação** e **manutenção**, materiais, serviço de terceiros, administração e outros custos operacionais, além de gastos com pesquisa e desenvolvimento e taxa de regulação e fiscalização do Serviço de Distribuição de Gás."*

Note-se que do rol de despesas que a AGEPAR entende por "não essenciais" e, portanto, passíveis de "glosa", encontram-se justamente custos de pessoal, operação e manutenção — cuja inclusão nas categorias OPEX e ODESP é assegurada pelo Contrato de Concessão. Essa fórmula deve ser preservada e cumprida, cabendo ao poder concedente e à concessionária a incumbência de "*cumprir e fazer cumprir* [...] *as*

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 127
Mov. 17

cláusulas contratuais da concessão", conforme arts. 29, VI e 31, IV, da Lei nº 8.987/1995.

Nesse sentido, em que pese a iniciativa da Agência em aprimorar a metodologia de cálculo, diante das previsões contratuais inequívocas, inexiste margem de discricionaridade da Administração para, neste momento, alterar as disposições em notório prejuízo à prestação do serviço público, sob pena de violar a segurança jurídica e a estabilidade concessional.

Não obstante o entendimento apresentado na Nota Técnica nº 01/2024 ir de encontro ao disposto no Contrato de Concessão, os exemplos listados pela AGEPAR envolvem custos que apenas *aparentemente* não se relacionam com a prestação do serviço. Na realidade, eles estão intrinsecamente relacionados à prestação dos serviços de distribuição de gás. É o caso, por exemplo, de gratificações e vale/alimentação, custos que além de decorrerem de práticas de mercado para a contratação de funcionários, estão previstos em Acordo Coletivo de Trabalho, convencionados pela Concessionária considerando o arcabouço regulatório vigente e com eficácia normativa que não possibilita seu descumprimento.

E não é só. É preciso, ainda, dar especial destaque aos custos relacionados à remuneração do conselho de administração, honorários de diretoria, renumeração de conselho fiscal, que tratam de **obrigações legais** da Concessionária e não mera liberalidade que possa ser glosada pela Agência. Em verdade, são custos essenciais à manutenção da estrutura operacional da Concessionária, se amoldando com perfeição ao conceito de custos que integram o OPEX apresentado pelo item 1.4.4 do Anexo 01 do Contrato de Concessão.

Dessa forma, a conceituação correta de essencialidade deve levar em conta o cenário fático em que a prestação do serviço público está inserida, observando as condicionantes impostas à atuação da empresa. Por certo, diversos custos, principalmente relacionados ao pessoal, decorrem de práticas de mercado, de modo que se a Concessionária não os ofertar, não conseguirá captar bons funcionários, impactando diretamente na qualidade dos serviços prestados.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls 128
Mod. 17

Justo por isso, ao invés de utilizar a conceituação de essencialidade para determinar a exclusão de custos de despesas do OPEX, a conceituação deve se pautar pela ótica da eficiência. Custos eficientes são aqueles necessários para produzir determinado bem ou serviço de forma eficiente, incluindo os custos de produção que são determinados pelo mercado e pena concorrência.

Com efeito, a utilização do conceito de essencialidade à prestação do serviço público tem o condão de excluir valores que são, além de essenciais, necessários à manutenção da eficiência da Concessão Pública e refletem obrigações da empresa, o que viola um dos princípios corolários da Administração Pública, que é o princípio da eficiência, insculpido no art. 37, *caput* da Constituição Federal.

Por certo, o contrato de concessão de serviço público tem como objetivo a transferência da gestão e da execução de determinado serviço de interesse coletivo ao particular, que será remunerado por meio do pagamento de tarifas pagas pelos usuários, conforme previsão do art. 175 da CRFB/88. Nessa lógica, essas tarifas são calculadas e deverão ser reajustadas considerando a manutenção da equação econômico-financeira do Contrato, para que seja garantida a devida prestação dos serviços.

Entendemos estar implícito no modelo de concessões a autonomia de gestão e busca por eficiência por parte da concessionária, sempre priorizando o interesse dos usuários de serviços públicos. O engessamento da gestão, com proibições genéricas de certos custos que poderiam levar ao aprimoramento da qualidade do serviço público vai, portanto, exatamente na direção oposta ao princípio da eficiência acima mencionado e é contrário ao melhor interesse dos usuários.

Diante disso, o entendimento esposado pela AGEPAR de excluir diversos custos por entendê-los como não essenciais à prestação do serviço de distribuição do gás gerará desequilíbrio econômico-financeiro no contrato de concessão e/ou piora na qualidade do serviço público. Na medida em que a concessionária é uma empresa privada inserida na lógica do mercado privado, todos os custos com pessoal, com serviços bancários, dentre outros, tornam-se essenciais para a prestação do serviço

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 129
Mov. 17

porquanto indissociáveis e devem corresponder aos custos relativos à atividade de distribuição, conforme previsto no Contrato de Concessão.

Cabe à gestão da companhia definir os meios mais eficientes de atingir os objetivos da concessionária, e ao estado, por meio da AGEPAR nesse caso, fiscalizar e corrigir eventuais desvios, inclusive exercendo seu poder sancionatório.

IV – CONCLUSÕES FINAIS

Em atenção aos pontos suscitados ao longo desse memorando, concluímos que, apesar de legítima e louvável a conduta da Agência Reguladora em aprimorar a metodologia de cálculo da Margem Bruta Requerida Máxima referente à 1ª RTP 2024-2029 do serviço de comercialização e distribuição de gás canalizado, existem limites que devem ser respeitados para garantir o cumprimento de contratos e a estabilidade das relações jurídicas.

Nesse sentido, não é admitido ao agente regulador criar restrições, limites, alargar ou restringir conceitos para facilitar sua fiscalização, sob o manto de modicidade tarifária e, quiçá, do interesse público. Igualmente, a existência de situações posteriores à assinatura do contrato de concessão, ainda que possam justificar eventuais ajustes, não pode ser imposta de forma arbitrária e unilateral pelo regulador, sem o devido processo legal.

In casu, não cabe à Agência alterar data de corte para apuração de valores, justificando-se pela inviabilidade temporal e postergando direito inquestionável da concessionária para daqui a 5 anos. No mesmo sentido, revela-se arbitrária a alteração de data base para atualização de valores, mesmo reconhecendo previsão contratual expressa; ou, ainda, a alteração de conceito estipulado em Anexo do Contrato de Concessão para OPEX, por entender cabível conceituação restritiva que exclui diversos custos necessários à manutenção da prestação dos serviços e que refletem obrigações da concessionária.

Nesse sentido, as propostas apresentadas pela AGEPAR destacadas ao longo deste memorando têm o condão de alterar cláusulas econômico-financeiras do Contrato de Concessão firmado com a Concessionária, ainda que de forma indireta,

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 130
Mov. 17

VEIRANO ADVOGADOS

sob o viés de não aplicação ou de interpretação restritiva. Não sendo possível, portanto, sua imposição arbitrária e sem o devido processo legal, por meio do qual seja oportunizado à Concessionária garantir a manutenção da equação econômico-financeira do contrato e a regular prestação dos serviços públicos.

Ficamos à disposição caso precisem de quaisquer esclarecimentos sobre quaisquer dos temas tratados neste memorando.

Atenciosamente,

Ali El Hage Filho | Clarissa Pires
Veirano Advogados

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 131
Mov. 17

Protocolo №:	21.565.791-4
Assunto:	Relatório Circunstanciado das Contribuições recebidas na consulta pública 02/2024 – Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida referente à 1ª Revisão Tarifária Periódica do Serviço de Gás Canalizado para o período 2024-2029.
Data:	07/03//2024

5. ANEXO 5: CONTRIBUIÇÃO 5 – COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS - COMPAGAS

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 132
Mov. 17

COMPAGAS

PÚBLICO

PRE-C 172/2024 Curitiba, 02 de março de 2024.

Ao Senhor Reinhold Stephanes
Diretor-Presidente da AGEPAR
Rua Marechal Deodoro, 1600, Alto da XV
Curitiba - PR
CEP 80.045-090

Assunto: **Contribuições sobre a Metodologia Preliminar para Cálculo da Margem Bruta Requerida do Primeiro Ciclo Tarifário (2024-2029) dos Serviços Locais de Gás Canalizado.**

Referência: **Consulta Pública nº 002/2024**

Em atenção ao Edital de Convocação de Consulta Pública nº 002/2024, a **COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS - COMPAGAS**, concessionária do serviço de distribuição de gás canalizado no Estado do Paraná [redacted], vem apresentar as **CONTRIBUIÇÕES** que entende pertinentes neste momento sobre a Metodologia Preliminar para Cálculo da Margem Bruta Requerida do Primeiro Ciclo Tarifário (2024-2029) dos Serviços Locais de Gás Canalizado (Nota Técnica Preliminar 001/2024 – "NT 001/2024"), nos termos que seguem.

1) INTRODUÇÃO

Por se tratar do primeiro processo de Revisão Tarifária Periódica no âmbito da prorrogação da concessão, disciplinada no Contrato de Concessão ("Contrato de Concessão" ou "Contrato"), com mudança do regime regulatório *Cost Plus* anual para *Price Cap* quinquenal, o propósito das contribuições da Concessionária é indicar metodologias simples e transparentes para todas as partes interessadas, que levem em consideração as diretrizes e definições do Contrato de Concessão, com previsão de investimentos e ações visando o acesso ao gás canalizado em novas regiões do Estado e a um número cada vez maior de usuários, garantindo o equilíbrio econômico-financeiro da Concessionária, incentivando a busca pela eficiência, a modicidade tarifária e, consequentemente, alavancar o desenvolvimento do mercado de gás no Estado do Paraná.

A indicação de metodologias já experimentadas em processos de revisão tarifária de outros Estados, conforme cabível na medida que cada Estado deve observar seu próprio Contrato e seus regramentos específicos, atende também o objetivo de tempestividade no processo de RTP, para o qual o Contrato de Concessão determina o prazo de conclusão em 06 julho de 2024.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 133
Mov. 17

Como premissa geral, a Concessionária defende a aplicação estrita do Contrato de Concessão, sendo essa a base da segurança jurídica para outorgar previsibilidade aos importantes investimentos que os serviços locais de gás canalizados requerem da Concessionária e de seus acionistas.

Eventuais alterações e/ ou ajustes no Contrato não deverão ser objeto ou objetivo da Consulta Pública, que, conforme indicado pela própria AGEPAR, visa colher *"contribuições para o cálculo da Margem Bruta Requerida referente à Primeira Revisão Tarifária Periódica do serviço de distribuição e comercialização de gás natural"*. Tanto as análises técnicas do regulador quanto as contribuições a serem julgadas pertinentes têm por limite, necessariamente, os termos do Contrato de Concessão. Ou seja, as contribuições deverão se limitar a assegurar a aplicação das disposições contratuais, em termos metodológicos e procedimentais, sem ferir o mérito das condições previamente pactuadas entre a Concessionária e o Poder Concedente e, mais importante, mantendo-se inalterada a equação econômico-financeira contratual inicial[1].

Importante destacar aqui que todo contrato de concessão tem como condição *sine qua non* a manutenção de sua equação econômico-financeira inicial, que outra coisa não é senão o equilíbrio entre os seus encargos e as suas receitas ou, mais especificamente, no caso concreto, a *"relação de equilíbrio entre os encargos e a Margem Bruta Requerida da Concessão, observada a adequada prestação do serviço e sua remuneração"*[2]. Esse equilíbrio é essencial para que a concessionária possa prestar o serviço público adequado, cumprindo as suas obrigações contratuais.

O direito à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro inicialmente estabelecido encontra-se consagrado em diversas disposições legais, dentre as quais destacam-se o artigo 37, XXI, da Constituição Federal – CF[3] e o artigo 9º, §§2º e 4º, da Lei nº 8.987/1995[4]. Sem falar no próprio Contrato, que estabelece, em sua cláusula 6.6, que essa D. Agência deverá atuar de forma a manter o equilíbrio econômico-financeiro contratual[5].

---

[1] Por equação econômico-financeira contratual inicial, deve-se entender aquela estabelecida a partir da prorrogação da concessão em 26.12.2022.

[2] Definição de equilíbrio econômico-financeiro constante do Contrato de Concessão.

[3] "Art. 37. A administração pública direta, indireta ou fundacional, de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios obedecerá aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e, também, ao seguinte: (...)
XXI - ressalvados os casos especificados na legislação, as obras, serviços, compras e alienações serão contratados mediante processo de licitação pública que assegure igualdade de condições a todos os concorrentes, com cláusulas que estabeleçam obrigações de pagamento, mantidas as condições efetivas da proposta, nos termos da lei, o qual somente permitirá as exigências de qualificação técnica e econômica indispensáveis à garantia do cumprimento das obrigações."

[4] "Art. 9º (...) §2º Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro. (...)
§4º. Em havendo alteração unilateral do contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, o poder concedente deverá restabelecê-lo, concomitantemente à alteração."

[5] "6 Além de outras obrigações decorrentes de lei e das normas regulamentares específicas incumbe à AGEPAR: (...) 6.6 Atuar de forma a manter o Equilíbrio Econômico-Financeiro deste Contrato, em especial quanto ao contido nas Cláusulas Oitava e Décima Sexta, apreciando, tecnicamente e nos termos deste Contrato, os pedidos de recomposição do Equilíbrio Econômico-Financeiro da Concessionária."

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 134
Mov. 17

Nessa linha, as cláusulas econômicas de um contrato de concessão, na qualidade de garantidoras dos direitos da concessionária, são intocáveis (intangíveis) e não podem ser unilateralmente alteradas pela Administração Pública, devendo a sua alteração necessariamente contar com a concordância da Concessionária. É nesse sentido a previsão do §1º do artigo 58 e do artigo 65 da Lei nº 8.666/1993, que regula contratos administrativos de modo geral, inclusive contratos de concessão:

> *"Art. 58. (...) §1º. As cláusulas econômico-financeiras e monetárias dos contratos administrativos não poderão ser alteradas sem prévia concordância do contratado."*

> *"Art. 65. Os contratos regidos por esta Lei poderão ser alterados, com as devidas justificativas, nos seguintes casos: (...)*
> *II - por acordo das partes: (...)*
> *d) para restabelecer a relação que as partes pactuaram inicialmente entre os encargos do contratado e a retribuição da administração para a justa remuneração da obra, serviço ou fornecimento, objetivando a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato, na hipótese de sobrevirem fatos imprevisíveis, ou previsíveis porém de conseqüências incalculáveis, retardadores ou impeditivos da execução do ajustado, ou, ainda, em caso de força maior, caso fortuito ou fato do príncipe, configurando álea econômica extraordinária e extracontratual."*

Vale notar que o próprio Contrato de Concessão estabelece a metodologia a ser seguida para calcular a Margem Bruta Requerida a que a Concessionária tem direito a cada Ciclo Tarifário (cláusula 16.10.1[6]), sendo certo que a AGEPAR está, no âmbito desta consulta pública, limitada pelo próprio Contrato de Concessão, não podendo jamais alterar ou contrariar o quanto disposto contratualmente.

É fundamental que seja respeitada a segurança jurídica e regulatória, preservando-se especialmente as cláusulas econômicas do Contrato de Concessão, até para que os investidores, essenciais para que a outorga estabelecida no âmbito da prorrogação pudesse ser paga ao Poder Concedente, recebam o retorno do seu investimento.

Agir de outra forma significaria uma clara invasão da competência do Poder Concedente, já devidamente exercida no momento da assinatura do Aditivo ao Contrato de Concessão que formalizou a prorrogação de prazo. Nesse sentido, confiram-se as previsões da Lei Complementar do Estado do Paraná nº 222/2020:

> *"Art. 3º A Agência terá por finalidade institucional exercer o poder de regulação, normatização, controle, mediação e fiscalização sobre os serviços públicos submetidos à sua competência.*

[6] "16.10.1 A Margem Bruta Requerida a que a Concessionária tem direito no Ciclo Tarifário, será homologada pela AGEPAR e será calculada considerando a metodologia definida no Anexo 01 - Metodologia de cálculo da Margem Bruta Requerida, utilizando a taxa de retorno de acordo com o Anexo 03 - Metodologia de cálculo da Taxa de Remuneração Regulatória."

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 135
Mov. 17

Art. 4º A Agência obedecerá às seguintes diretrizes gerais de ação, respeitados os princípios insertos no caput do art. 37 da Constituição Federal:

I - exercício eficiente do poder de regulação, respeitadas as determinações legais e os respectivos documentos de delegação da prestação dos serviços públicos; (...)

III - transparência das regras de estipulação de tarifas, asseguradas a modicidade tarifária, a qualidade dos serviços e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos instrumentos de delegação firmados contratualmente; (...)

Art. 6º Compete à Agência, respeitados os planos e políticas instituídos pelo poder concedente:

I - zelar pelo fiel cumprimento da legislação e dos instrumentos de delegação cujo objeto envolva a prestação dos serviços públicos sob sua competência regulatória;

II - implementar as diretrizes estabelecidas pelo poder concedente em relação às delegações de serviços sujeitos à competência da Agência;"

Desta forma, a Compagas respeitosamente entende que as definições da D. Agência, decorrentes da presente Consulta Pública, devem respeitar o quanto estabelecido no Contrato de Concessão, apenas instrumentalizando a aplicação de suas disposições, e sempre respeitando as premissas estabelecidas.

2) BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA LÍQUIDA INICIAL ($BRRL_0$)

a) Sobre o prazo de amortização da BRRL0

A NT 001/2024 discorre sobre a possibilidade de ajustes compensatórios pela AGEPAR a partir de estudos futuros sobre a BRRL inicial, conforme o seguinte trecho transcrito:

A homologação, ajustes e eventuais correções e/ou amortizações aplicadas pela AGEPAR aos valores definidos no Anexo 07 e acréscimos mencionados no parágrafo anterior serão objeto de estudo detalhado que será realizado a partir da Primeira Revisão Tarifária Periódica. No caso de que seja identificada a necessidade de ajustes compensatórios em favor ou desfavor da Concessionária, tais ajustes serão considerados no segundo Ciclo Tarifário. (...)

Em relação à amortização da BRRL inicial o Contrato de Concessão prevê o prazo inicial de 07/07/2024, de acordo com a Cláusula 10.3, ora transcrita:

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 136
Mov. 17

10.3 A lista resumida dos ativos que compõem a BAR inicial consta do Anexo 04 – Laudo de Inventário Inicial e do Anexo 07 – BRRL Inicial e a lista completa será homologada pela AGEPAR. A BRRL inicial, descrita no Anexo 07, contempla os investimentos líquidos realizados até 31 de dezembro de 2021 e será acrescida dos montantes relativos aos investimentos e amortizações realizados entre 01/01/2022e 06/07/2024, todos atualizados monetariamente pela variação do IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Amplo e remunerados pela taxa WACC, conforme item 10.17 até 06/07/2024, sendo amortizados a partir de 07/07/2024.

Como visto, na parte final do item 10.3, o Contrato estipula a amortização da BRRL inicial a partir de 07/07/2024, em linha com o Anexo 05 – Tabela de Amortização.

Os bens vinculados à Concessão serão amortizados conforme a seguinte tabela:

Bens vinculados à Concessão	***Prazo de Amortização***
Base de Remuneração Regulatória Liquida (BRRL) Inicial - Conforme definido no item D do Anexo 06	*Linear em 30 anos, a partir de 07/07/2024.*
Tubulações, medidores, estações de redução de pressão, e outros equipamentos relacionados à operação da rede de distribuição.	*Linear em 30 anos, a partir de 07/07/2024.*
Demais bens	*Linear em 10 anos, a partir de 07/07/2024.*

b) Sobre a composição da $BRRL_0$

A mesma Cláusula 10.3 do Contrato de Concessão estabelece ainda:

10.3 A lista resumida dos ativos que compõem a BAR inicial consta do Anexo 04 – Laudo de Inventário Inicial e do Anexo 07 – BRRL Inicial e a lista completa será homologada pela AGEPAR. A BRRL inicial, descrita no Anexo 07, contempla os investimentos líquidos realizados até 31 de dezembro de 2021 e será acrescida dos montantes relativos aos investimentos e amortizações realizados entre 01/01/2022 e 06/07/2024, todos atualizados monetariamente pela variação do IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Amplo e remunerados pela taxa WACC, conforme item 10.17 até 06/07/2024, sendo amortizados a partir de 07/07/2024.

10.3.1 Para fins desta cláusula, a taxa WACC utilizada será fixa de 9,125% ao ano, considerando como data base 01/01/2022.

No entanto, na pág. 7 da NT 001/2024, a AGEPAR propõe:

Embora o Contrato defina que o prazo da ocorrência desses eventos formadores da base de ativos compreenda o período de 01/01/2022 a 06/07/2024, por questões metodológicas e operacionais, adotou-se 31/12/2023 como a data final para contabilização destes valores.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 137
Mov. 17

No tocante à definição da tarifa, os investimentos realizados entre 01/01/2024 e 06/07/2024 serão considerados como levantamento apartado para o segundo Ciclo Tarifário, em razão de que os investimentos deste período não estarão disponibilizados em tempo hábil para serem considerados no cálculo da tarifa, quanto aos acréscimos desses investimentos na base de ativos conforme consta no item 10.3. Assim, no segundo Ciclo Tarifário os investimentos e amortizações realizadas entre 01/01/2024 e 06/07/2024 poderão ser adequadamente tratados quanto à taxa WACC do período e respectiva atualização monetária pelo IPCA.

Contribuição

Concordamos, por questões metodológicas e operacionais, com a adoção da data de 31/12/2023 como a data final para contabilização **dos investimentos efetivamente realizados**. No entanto, os **investimentos previstos de serem realizados** entre 01/01/2024 e 06/07/2024, mesmo sendo valores projetados, devem compor a base inicial do primeiro ciclo – exatamente como prevê o Contrato de Concessão – e não seria apropriado serem tratados em um próximo ciclo tarifário, vez que postergaria a amortização desses investimentos, impactando o fluxo financeiro da concessão conforme mencionado abaixo.

Fundamentos

1. O próprio Contrato de Concessão estabelece que a base de ativos inicial irá considerar os investimentos até a data do início do ciclo, ou seja, 06/07/2024.

2. Outras agências estaduais que também trabalham com uma antecedência de 180 dias para apresentação do Plano de Negócios, como a AGENERSA e a ARSESP, e já consideram na base de ativos inicial os investimentos projetados entre a data de apresentação do Plano de Negócios e a data de início do ciclo tarifário.

3. Assim, metodologicamente, a base de ativos inicial do ciclo tarifário deve considerar todos os investimentos realizados e a realizar até o momento anterior ao início do ciclo (06/07/2024, no presente caso).

4. O fato de, pelo calendário regulatório, o Plano de Negócios não dispor da totalidade dos investimentos executados até a data de início do ciclo tarifário não justifica o tratamento diferenciado para a parcela de investimentos projetados.

5. Um eventual tratamento diferenciado dos investimentos entre 01/01/2024 e 06/07/2024, no segundo ciclo tarifário, geraria uma maior complexidade metodológica, pois para manter a equação econômico-financeira inicial do Contrato de Concessão, esses investimentos deverão ser remunerados pela WACC de transição (9,125%) até 06/07/2024 e depois pelas respectivas WACCs de cada ciclo tarifário, conforme estabelecido contratualmente.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 138
Mov. 17

COMPAGAS

6. A proposta metodológica para levantamento apartado e consideração dos investimentos realizados entre 01/01/2024 e 06/07/2024 somente no segundo ciclo tarifário tem o impacto de postergar o início da amortização desses investimentos, relegando a recuperação completa desses valores para momento posterior ao término do prazo da concessão em 2054, com efeitos na indenização devida à Concessionária pelo Poder Concedente.

O caso da AGENERSA na 4RTO da CEG[7]

Na 4RTO da CEG, para o ciclo tarifário 2018-2022, o plano de negócios devia ser apresentado em junho de 2017. Logo, a BRRL inicial de dezembro de 2017 foi calculada a partir do imobilizado (laudo) até dezembro de 2016, acrescido da previsão de incorporação de ativos para o ano de 2017.

CEG - BRA - Valores em MR$ (moeda de DEZ/2016 - pelo IGP-M)				
Conceitos (valores em Milhões R$)	**Posição em Dez/2016**	**Lançamentos em 2017**	**Depreciação em 2017**	**Posição em Jan/2018**
Imobilizado até Dez/2016	3.339,50		167,33	3.172,17
Intangível Inicial	26,46		26,46	0,00
Intangível Novo	165,86		10,46	155,40
Saldo Remanescente de Gastos Diferidos	19,45		16,69	2,76
Reposição da Depreciação Investimentos 2012-2016		128,04		128,04
Investimento em 2017		267,91	4,47	263,44
Saldo Total da BRA	**3.551,27**			**3.721,82**

Como houve atraso na conclusão da 4RTO da CEG, o valor então previsto para 2017 foi finalmente substituído pelo valor efetivamente imobilizado, mas a premissa de considerar investimentos projetados não sofreu alteração e, de forma alguma, foi desconsiderado qualquer período de investimentos da base de ativos inicial.

CEG - BRA - Valores em MR$ (moeda de DEZ/2016 - pelo IGP-M)				
Conceitos (valores em Milhões R$)	**Posição em Dez/2016**	**Lançamentos em 2017**	**Depreciação em 2017**	**Posição em Jan/2018**
Imobilizado até Dez/2016	3.339,50		167,33	3.172,17
Intangível Inicial	26,46		26,46	0,00
Intangível Novo	165,86		10,46	155,40
Saldo Remanescente de Gastos Diferidos	19,45		16,69	2,76
Reposição da Depreciação Investimentos 2012-2016		128,04		128,04
Investimento em 2017		275,75	4,60	271,16
Saldo Total da BRA	**3.551,27**			**3.729,53**

O caso da ARSESP na 4RTO da COMGAS[8]

Na 4RTO da COMGAS, na pág. 11 da NT.F-0003-2019, a ARSESP, estabelece (grifos nossos):

[7] Fonte: https://www.agenersa.rj.gov.br/sites/agenersa/files/arquivos_paginas_basicas/CEG-RelatorioFinalGT.pdf

[8] Fonte: https://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/NTF-0003-2019-CP11.pdf e https://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/NTF-0053-2019.pdf

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 139
Mov. 17

"Para a determinação da BRRL inicial do Quinto Ciclo Tarifário (BRRL0), será utilizado como referência o laudo de avaliação de ativos da Comgás, elaborado de acordo com a metodologia da Deliberação Arsesp n° 838/2018, além dos demais ajustes para atendimento do Contrato de Concessão.

***A BRRL inicial deve ser ajustada para o período entre a data do laudo e a data do processo da 4ª RTO**. Para tanto, será utilizada a metodologia de inventário permanente (rolling forward), segundo a qual serão ajustados os investimentos imobilizados líquidos de baixas e a depreciação do período conforme Equação 2:*

$$BRRL_0 = BRRL_{Ref} \pm \sum DAE_t \pm \sum (I_t - DI_t)$$

Na qual:

$BRRL_0$ *= Base de remuneração regulatória inicial líquida de depreciações.*

$BRRL_{Ref}$ *= Base de remuneração regulatória líquida na data do laudo de fiscalização de ativos, incluindo os ajustes necessários para atendimento do Contrato de Concessão.*

DAE_t *= Depreciação e baixas dos ativos existentes na* $BRRL_{Ref}$ *até a data de início do Quinto Ciclo.*

$\boldsymbol{I_t}$ ***= Investimentos imobilizados entre a data base da*** $\boldsymbol{BRRL_{Ref}}$ ***até a data de início do Quinto Ciclo, líquidos de baixas**.*

DI_t *= = Depreciação e baixas dos ativos incorporados (It).*

Todos os montantes serão atualizados pelo IGP-M até o início desse ciclo.

A mesma metodologia deve ser aplicada para a atualização anual durante o ciclo tarifário, para efeito do cálculo da $BRRL_T$*. Para tanto, é necessário estabelecer uma trajetória de investimentos para o ciclo."*

Inclusive, na pág. 16 da NT.F-0053-2019, a ARSESP já prevê a possibilidade de incluir ajustes compensatórios no caso de serem identificadas diferenças entre os valores aprovados provisoriamente e a análise posterior da agência, mas não deixou de considerar qualquer período de investimentos na base de ativos inicial.

"Por ocasião da aprovação da BRRL0 utilizada na 4ª RTO, todos os componentes da equação acima foram aprovados. Importante ressaltar que toda a análise foi feita utilizando provisoriamente o Laudo de Ativos entregue pela Comgás e elaborado pela empresa Terq – Consultores Associados, contratada da Comgás. Ressalta-se que, assim como na 4ª RTO, eventuais divergências entre o valor adotado provisoriamente nesta revisão para o laudo de ativos e os valores resultantes da validação pela Agência do laudo a ser entregue pela Comgás conforme estabelecido na Deliberação Arsesp nº 838/2018 e Deliberação Arsesp nº 850/2019, deverão ser objeto de ajuste compensatório no decorrer do ciclo 2018-2024."

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 140
Mov. 17

c) Sobre a verificação da rentabilidade da Concessionária no período entre 01/01/2022 e 06/07/2024

Na pág. 7 da NT 0001/2024, a AGEPAR propõe:

> *"É importante destacar que os valores apresentados no Anexo 04 (Laudo Inventário Regulatório Inicial), no Anexo 07 (BRRL Inicial)(*1) e os valores dos investimentos e amortizações realizadas e pagas pelo usuário por meio de tarifa entre 01/01/2022 e 06/07/2024(*2) ainda carecem de análise detalhada da AGEPAR que antecederá a sua homologação: análise essa a ser realizada a partir da revisão tarifária e que poderá promover alterações que eventualmente ensejarão ajustes compensatórios.*
> *A título de exemplo, o Contrato de Concessão cita que o valor da BRRL inicial em 31/12/2021 é de R$ 647.761.775,92 – resultante, dentre outras fontes, do pagamento da outorga. Ocorre que tal pagamento, segundo cláusula 1.3 do Contrato, deveria ter sido realizado pela Concessionária em 30 dias da assinatura da prorrogação, que está datada em 26 de dezembro de 2022: quase um ano depois da data de 31/12/2021. Portanto, a AGEPAR avaliará a forma mais correta de considerar a taxa de remuneração e atualização entre o período de 31/01/2022 (data prevista inicialmente para pagamento da outorga) e 25/01/2023 (30 dias após a data da efetiva assinatura do contrato).*
> *(*1) É necessário considerar a data do efetivo pagamento da outorga e da entrada em vigor da estrutura tarifária definida no contrato para computar seu período correto de remuneração pela taxa pactuada até 06/07/2024, ressalvados os aspectos jurídicos, econômicos e contratuais sobre a obrigatoriedade de capitalizar tal valor pela TIR e IPCA entre o período de 01/02/2022 e a data do efetivo pagamento.*
> *(*2) A fim de garantir que a rentabilidade real do período seja de 9,125% ao ano, nos termos do Contrato de Concessão."*

Contribuição

É faculdade da AGEPAR homologar a lista completa dos ativos constantes do Anexo 04 que compõem a base de ativos inicial, conforme estabelece a Cláusula 10.3 do Contrato de Concessão. Entretanto, não é admitida e contraria o Contrato de Concessão a verificação *ex post* da rentabilidade da Concessionária durante o período de 01/01/2022 e 06/07/2024.

A prorrogação da concessão em 2022 se deu de maneira antecipada em relação ao prazo de vencimento original fixado em 06.07.2024. Conforme elucidado no próprio preâmbulo do Contrato de Concessão, o contrato original já havia previsto a possibilidade de prorrogação da concessão, o que foi igualmente admitido pela Lei Complementar Estadual nº 205, de 2017, em seu artigo 16. As análises do Poder Concedente a respeito (i) dos investimentos que não haviam sido previstos originalmente, (ii) da modicidade tarifária e (iii) do equilíbrio da equação

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 141
Mov. 17

econômico-financeira do contrato (que permitem a manutenção do interesse público, por meio da prorrogação da atual concessão), resultaram na celebração da prorrogação de forma antecipada.

A remuneração da base de ativos com a taxa fixa de 9,125% a.a. no período transitório faz parte do conjunto de condições apresentadas pelo Poder Concedente e aceitas pela Concessionária para a prorrogação da concessão, envolvendo valor de outorga, acordo para quitação de todos os créditos até então existentes entre a Concessionária e o Poder Concedente, estrutura tarifária inicial prevista no Anexo 06, etc.

Considerando o direito da Concessionária de explorar o serviço por todo o prazo concedido e sob as condições vigentes para o período original (1994-2024), o Contrato estabeleceu condições transitórias, entre as quais se situa a taxa de 9,125% prevista no item 10.3.1 especificamente para remunerar a base de ativos durante o período de transição (01.01.2022 a 06.07.2024) entre o primeiro e o segundo período da concessão, ou melhor, entre a assinatura da prorrogação do Contrato de Concessão e a data em que se encerraria a vigência original da concessão pré-prorrogação.

Portanto, a remuneração da base de ativos sob essa taxa pré-fixada não se confunde com a rentabilidade auferida pela Concessionária no período de transição, que guarda relação com os direitos antecedentes à prorrogação.

Importante notar também que, ao prever que a AGEPAR ainda *"avaliará a forma mais correta de considerar a taxa de remuneração e atualização entre o período de 31/01/2022 (data prevista inicialmente para pagamento da outorga) e 25/01/2023 (30 dias após a data da efetiva assinatura do contrato)"*, bem como que seria *"necessário considerar a data do efetivo pagamento da outorga e da entrada em vigor da estrutura tarifária definida no contrato para computar seu período correto de remuneração pela taxa pactuada até 06/07/2024, ressalvados os aspectos jurídicos, econômicos e contratuais sobre a obrigatoriedade de capitalizar tal valor pela TIR e IPCA entre o período de 01/02/2022 e a data do efetivo pagamento"*, a NT nº 001/2024 contraria o quanto disposto no Contrato de Concessão.

Afinal, mesmo tendo sido assinado em 26/12/2022, o Contrato de Concessão, em sua cláusula 10.3, prevê (porque assim foi definido pelo Poder Concedente e aceito pela Compagas) que a BRRL inicial (i) contempla necessariamente o valor da outorga, tal qual listada no Anexo 07 – ou seja, o valor de R$ 508.000.000,00, e (ii) deve ser atualizada monetariamente pelo IPCA e remunerada pela taxa WACC transitória convencionada entre 01/01/2022 e 06/07/2024, pouco importando a data do efetivo pagamento da outorga. Ressalte-se que, quando da assinatura do Contrato de Concessão, as Partes tinham pleno conhecimento de que a outorga não fora paga em janeiro de 2022, mas, mesmo assim, convencionaram que o valor previsto no Anexo 07 seria integralmente atualizado e remunerado tal qual previsto na cláusula 10.3 do Contrato de Concessão.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 142
Mov. 17

Fundamentos

1. As cláusulas do Contrato de Concessão fazem parte de um todo e não devem ser tratadas de forma isolada umas das outras.

2. O Contrato de Concessão representa o acordo celebrado entre o Poder Concedente e a Concessionária, que atingiu um equilíbrio através da combinação das seguintes condições principais:

a. Quitação de todos os créditos entre Concessionária e Poder Concedente e discussões relativas ao primeiro período da concessão (preâmbulo e cláusula 1.3.1).

b. Pagamento de outorga (cláusula 1.3).

c. Composição da base de ativos inicial em 31.12.2021 (cláusula 10.3).

d. Taxa WACC de remuneração fixa de 9,125% a.a. da base de ativos inicial e investimentos realizados no período de transição (01/01/2022 e 06/07/2024) (cláusula 10.3.1).

e. Estrutura tarifária (margens de distribuição) definida pelo Poder Concedente e prevista no Contrato de Concessão aplicável no período de transição até a primeira revisão tarifária (cláusula 16.21).

3. O descumprimento de qualquer dessas cláusulas do Contrato de Concessão significa alterar as condições fixadas pelo Poder Concedente que justificaram para a Concessionária e seus acionistas o pagamento da outorga exigida, com desequilíbrio econômico-financeiro do Contrato recém prorrogado.

3) CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS (OPEX) E OUTRAS DESPESAS (ODESP)

a) Sobre a metodologia sugerida para projeção de OPEX e ODESP

A respeito do OPEX e ODESP, na pág. 10 da NT 001/2024, a AGEPAR propõe:

Diante do exposto, para projeção no primeiro ciclo tarifário do OPEX e ODESP anual ($Opex_{ano\ i}$), aplica-se a equação (6) na sequência, a qual considera as projeções de rede e de volume para o 1º ciclo tarifário, baseando-se em dados históricos, devidamente atualizados pelo IPCA até a data de referência, a Companhia e que também desconsidera custos não essenciais ao serviço.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 143
Mov. 17

$$Opex_{ano\ i} = \left(\frac{CV_{1\,ano\ base} * ext.\ rede_{ano\ i}}{ext.\ rede_{ano\ base}}\right) + \left(\frac{CV_{2\,ano\ base} * volume_{ano\ i}}{volume_{\ ano\ base}}\right) + Custo\ Fixo$$

Onde:
$CV_{1\ ano\ base}$: é a média nos anos de 2019-2023 dos gastos eficientes para OPEX e ODESP da Concessionária, em R$ atualizados pelo IPCA até data de referência, relativos ao ano base, que guardam relação com a extensão da rede;
ext. rede $_{ano\ i}$: é a extensão da rede de distribuição de gás da Concessionária, em km, projetada para o ano i do ciclo tarifário;
$ext.\ rede_{\ ano\ base}$: é a média da extensão da rede de distribuição de gás da concessionária, em km, nos anos de 2019-2023;
$CV_{2\ ano\ base}$: é a média nos anos de 2019-2023 dos gastos eficientes para OPEX e ODESP da concessionária, em R$ atualizados pelo IPCA até data de referência, relativos ao ano base, que guardam relação com o volume total distribuído;
$volume_{\ ano\ i}$: é o total de volume, em m³, projetados para o ano i do ciclo tarifário, excluído o segmento de cogeração;
$volume_{\ ano\ base}$: é a média do volume distribuído pela concessionária, em m³, nos anos de 2019-2023, excluído o segmento de cogeração; e
$Custo\ Fixo$: é a média nos anos de 2019-2023 dos demais gastos eficientes para Opex e Odesp, em R$ atualizados pelo IPCA até data de referência.

Contribuição

Reconhece-se que a utilização de dados históricos da própria Concessionária é a metodologia mais aderente a esse primeiro processo de revisão tarifária. Contudo, a metodologia baseada em dados históricos requer aprimoramento na sua aplicação.

Utilizar a média dos custos da Concessionária dos últimos 5 anos, caraterizados por uma crise econômica sem precedentes fruto da pandemia, seria extrapolar para os próximos 5 anos circunstâncias de exceção, particulares ou extraordinárias que não devem sustentar projeções de um cenário de normalidade.

Particularmente, no caso da Compagas, além da pandemia, os últimos 5 anos foram anos que podem ser considerados atípicos, pois coincidiram com o quinquênio final do prazo original da concessão, caracterizado por ausência de projetos vultuosos de expansão, redução no nível de atividade e investimentos e um regime regulatório totalmente diferente do atual. Note-se, por exemplo, que a diretriz contratual de atendimento a novas regiões do Estado através de redes locais impacta diretamente no custeio da Companhia.

A utilização dos custos médios históricos, além de refletir situações pontuais que podem não ser replicadas, como já afirmado, pode levar ao desestímulo à realização de custos operacionais, com impacto na qualidade dos serviços e no equilíbrio econômico-financeiro da Concessionária.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 144
Mov. 17

Além de tudo, uma vez que o Contrato de Concessão prevê o atendimento a novas regiões, a utilização do custo médio do ciclo 2019-2023, pode simplesmente inviabilizar o Plano de Negócios da Companhia, que tem como objetivo a expansão dos serviços de gás canalizado no Estado do Paraná.

Isso porque, conforme ressaltado, o cenário atual e as novas condições da concessão induzem alteração na estrutura de custos da Companhia, o que, de acordo com o Contrato de Concessão (e com a própria lógica de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro contratual), deve ser considerado para fins de Revisão Tarifária Periódica. Mais especificamente, o item 16.9 do Contrato prevê que o processo de Revisão Tarifária Periódica marca o momento de análise pelo Regulador das alterações, dentre outros, na estrutura de custos e de mercado da Concessionária apresentada no Plano de Negócios – tudo de forma que a Margem Bruta Requerida esteja sempre adequada à realidade da concessão, mantendo-se, assim, o equilíbrio econômico-financeiro contratual. Não se sustenta, portanto, uma metodologia estanque com base em fatos pretéritos que não capture necessariamente as alterações projetadas para o próximo ciclo, sob pena de violação à equação econômico-financeira pactuada.

Por fim, não é cabível a utilização de dois únicos direcionadores de custo, conforme a metodologia sugerida pela D. Agência, mas sim a utilização simultânea de diferentes direcionadores, considerando a natureza do custo em avaliação. O direcionador deve ser aquele que reflete a natureza do custo, podendo ser: novos usuários, usuários totais, extensão da nova rede, extensão da rede total, por material (aço, polietileno), número de funcionários, novas regiões ou municípios atendidos, ou ainda custos fixos, conforme já previsto na metodologia sugerida pela D. Agência, o que significa que em termos reais o custo não tem movimentação.

Neste sentido, conforme prática adotada por outras agências reguladoras do país (por exemplo, a ARSESP na 4ª RTO da GasBrasiliano, atual Necta, em 2020) e como forma mais assertiva de representar as previsões de OPEX da Companhia, sugere-se utilizar como ponto de partida o OPEX orçado pela Concessionária para o primeiro ano do ciclo (2024), construído a partir da utilização de dados históricos da própria Concessionária, consistentes com as variáveis mais recentes disponíveis e com o plano de investimentos previsto para o primeiro ciclo tarifário.

Fundamentos

As variáveis mais recentes disponíveis levam em consideração a tendência/trajetória de evolução dos custos; especificidades dos projetos de investimentos; adequações legais e regulamentares impostas à Concessionária e à prestação do serviço e alterações no ambiente de negócios. Essas variáveis são essenciais para viabilizar a construção de um Plano de Negócios projetado para cinco anos, com reflexo em todo período da concessão, especialmente em se tratando do momento recente de alteração do modelo regulatório e fixação de metas contratuais.

A metodologia que agrega os dados históricos da Companhia com as variáveis mais recentes disponíveis, apresenta alto grau de consistência por vários aspectos:

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 145
Mov. 17

- absorve as características similares entre o OPEX realizado e o OPEX projetado pela Concessionária;

- consiste em prática consolidada entre as agências reguladoras para as revisões tarifárias do setor de distribuição de gás canalizado;

- trata-se de um processo objetivo, célere e de menor complexidade em relação à metodologia sugerida;

- permite ao órgão regulador o desenvolvimento de uma base de dados históricos;

- garante maior transparência ao processo decisório e, por fim,

- mitiga desvios derivados de situações históricas pontuais e extraordinárias, de mercado ou da própria Companhia (pandemia, crise econômica, *trade-off* entre OPEX e CAPEX, dentre outros).

Cabe ressaltar que nos primeiros ciclos tarifários, o Contrato de Concessão prevê a aplicação do Fator Z, ao final do período tarifário, como mecanismo de mitigação de desvios entre custos projetados e efetivamente realizados. Além disso, é da dinâmica do modelo *Price Cap* o incentivo à Concessionária para ser mais eficiente, ao mesmo tempo em que isso direciona o ponto de partida inicial do próximo ciclo.

Resumidamente, a proposta metodológica consiste nas seguintes etapas:

- Para o primeiro ano do ciclo (2024), utilizar o OPEX orçado pela Concessionária no seu Plano de Negócios.

- Para os anos posteriores (2025 a 2029), aplicar o crescimento relacionado aos *drivers* ou direcionadores de custos (volume, pessoal, extensão da rede, etc.).

b) Sobre a classificação dos custos como essenciais

Ainda sobre o cálculo do OPEX e ODESP anual, a AGEPAR propõe a desconsideração de custos não essenciais ao serviço (pág. 10 da NT 0001/2024). E, mais adiante, a respeito dos custos essenciais, ainda na pág. 12 da NT 0001/2024, a AGEPAR propõe:

> *Do montante remanescente, deve-se fazer uma avaliação crítica e glosa das contas cujos custos e despesas são não-essenciais, ou seja, que não se relacionam ao serviço de distribuição de gás ou não se referem a obrigatoriedades legais ou trabalhistas. Como exemplo, cabe citar, mas não se limitando: gratificações, vale refeição/alimentação, programa de participação nos resultados, previdência privada, brindes e doações, provisões, remuneração do conselho de administração, serviços de consultoria, assistência médica e social, publicidade, associações de classe, honorários da diretoria, serviços bancários, reembolso auxílio educação, reembolso ao acionista, comemorações e eventos, assinatura,*

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 146
Mov. 17

remuneração conselho fiscal, seguro de vida em grupo, programa bem-estar, serviços diversos pessoas física, patrocínio, provisão contingência trabalhista, outras despesas, despesas diversas, custos diversos, perda, multas, indenizações e etc.

Importante notar, desde logo, que o Contrato de Concessão não diferencia custos essenciais dos não essenciais para fins de cálculo do OPEX e ODESP, nem muito menos determina exclusão dos eventualmente considerados não essenciais para fins do referido cálculo. A Cláusula 1.4.4 do Anexo 01 prevê que *"os custos operacionais (OPEX) e outras despesas (ODESP) correspondem aos custos relativos à atividade de distribuição, tais como custos de pessoal, operação e manutenção, materiais, serviço de terceiros, administração e outros custos operacionais, além de gastos com pesquisa e desenvolvimento e taxa de regulação e fiscalização do Serviço de Distribuição de Gás*".

A rigor, portanto, o Contrato, diferentemente do que pretende a NT 001/2024, determina que todos os custos relacionados à atividade de distribuição – sejam eles essenciais ou não – devem ser computados para cálculo do OPEX e ODESP.

Quer parecer também à Compagas que o conceito de custos e despesas não essenciais não está fixado de forma clara e precisa pela NT 0001/2024, não sendo possível identificar qual o critério utilizado por essa D. Agência para classificar determinado custo ou despesa como sendo essencial ou não. Apesar de fazer a indicação nominal de custos e despesas que deveriam ser objeto de glosa, o *"etc."* ao fim do trecho acima transcrito faz parecer que os custos e despesas foram elencados de forma meramente exemplificativa.

Além disso, no entender da Concessionária, a inclusão dos custos e despesas listados nominalmente no trecho acima transcrito da NT 0001/2024 no cálculo do OPEX e ODESP se justifica pela relação/vinculação (direta, indireta ou decorrente de obrigação legal) com o serviço de distribuição de gás canalizado, tal como determina o Contrato de Concessão.

Da listagem, aparentemente exemplificativa, de custos e despesas a serem objeto de glosa na NT 0001/2024, essa D. Agência adotou conceitos tão amplos que impedem até mesmo que a Concessionária consiga fazer uma análise criteriosa da aplicabilidade ou não da glosa a cada um dos itens suscitados exemplificativamente como passíveis de glosa.

De todo o modo, com base nos itens já apontados por essa D. Agência, a Compagas considera que grande parte deles se refere a custos e despesas necessariamente ligados à prestação dos serviços de distribuição de gás ou a obrigações legais, e que não devem ser objeto de glosa por essa D. Agência. A esse respeito, confira-se:

Benefícios/Obrigações trabalhistas	gratificações vale refeição/alimentação programa de participação nos resultados previdência privada assistência médica e social reembolso auxílio educação

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 147
Mov. 17

	seguro de vida em grupo programa bem-estar

O fato de determinados benefícios trabalhistas listados pela NT 001/2024 não estarem previstos expressamente na Consolidação das Leis do Trabalho – CLT não significa que não são custos essenciais nem, muito menos, que devem ser objeto de glosa. Até porque muitos desses estão previstos no acordo coletivo de trabalho aplicável à Compagas, o que os equipara a obrigações legais e torna o seu pagamento obrigatório e não uma opção da Companhia. É o caso, por exemplo, das gratificações, do vale refeição e/ ou alimentação, do auxílio educação e creche, da assistência médica e social (auxílio-doença/ invalidez), dentre outros.

Além disso, no caso concreto, deve-se ter em mente que a Compagas não é uma concessionária nova, sendo certo que o próprio Poder Concedente propôs a prorrogação da concessão dos serviços de distribuição de gás canalizado (e não uma nova licitação), de forma que não houvesse qualquer interrupção na prestação do serviço, com a manutenção de toda a estrutura de custos que a Concessionária já tinha, incluindo, mas não se limitando, com a sua estrutura de governança e quadro de funcionários, todas de acordo com a legislação aplicável, seja de natureza trabalhista, previdenciária, societária ou outra.

Mesmo ciente da existência dos custos e despesas da Compagas, o Poder Concedente prorrogou a concessão sem fazer qualquer ressalva no Contrato de Concessão. Quer parecer, portanto, que tais custos e despesas não devem ser objeto de glosa.

Remuneração dos administradores e conselho fiscal	honorários da diretoria (reembolso ao acionista) remuneração do conselho de administração remuneração conselho fiscal

A Compagas reitera que o seu quadro de administradores e conselheiros já existia quando o Poder Concedente propôs a prorrogação da concessão. De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, a Compagas não pode se eximir de ter órgãos de administração e de fiscalização, sendo certo que as respectivas remunerações representam custo inerente ao serviço de distribuição de gás prestado.

Serviços de terceiros	serviços de consultoria serviços bancários serviços diversos pessoas físicas

Institucional e de mercado	publicidade patrocínio brindes doações comemorações e eventos associações de classe

Tanto os serviços de terceiros quanto os custos institucionais e de mercado devem ser avaliados para fins de composição ou não do OPEX/ODESP anual com base na existência ou

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 148
Mov. 17

não de previsão legal ou contratual para o seu pagamento. Não é qualquer publicidade, por exemplo, que pode ser considerada como uma opção da Concessionária. A publicação e ampla divulgação de tarifas, por exemplo, consiste em publicidade indispensável e (pode-se dizer) obrigatória para a prestação do serviço adequado.

Indenizações	

A menção a *"indenizações"* foi feita sem especificar a sua natureza. Naturalmente, as indenizações a terceiros decorrentes de intervenções implementadas pela Concessionária no âmbito da prestação de serviço, como é o caso das desapropriações / servidões administrativas, são obrigações legais e contratuais que estão diretamente ligadas à execução do serviço objeto da concessão, sendo imprescindíveis para possibilitar a implementação de infraestrutura. As indenizações decorrentes de obrigações contratuais e legais deverão necessariamente ser consideradas.

Multas	

A Compagas confia que, na avaliação das eventuais glosas relacionadas a multas, essa D. Agência levará em consideração a efetiva responsabilidade da Concessionária pelo ato ou omissão que provocou a sua aplicação.

Outros	outras despesas despesas diversas custos diversos

Considerando que os custos e despesas inseridos nessas categorias abarcam todas aquelas não especificadas anteriormente, mas certamente relacionadas ao objeto específico da Compagas na qualidade de Concessionária, qualquer tipo de glosa que se proponha seria prematura nesse momento, vez que depende de análise pontual concreta.

De qualquer forma, certo é que o Contrato de Concessão determina à Concessionária a apresentação de um Plano de Negócios que contemple a estimativa de todos os custos necessários à prestação do serviço e ao alcance dos objetivos pretendidos em cada ciclo tarifário. Dessa maneira, o OPEX a ser apresentado deverá obrigatoriamente incluir custos e despesas contidos nas contas apontadas pela D. Agência para possíveis glosas, conforme texto transcrito acima.

Contribuição

O Contrato de Concessão refere-se aos custos operacionais e outras despesas da seguinte forma:

> *Cláusula 1.4.4 do Anexo 01:*
> *Os custos operacionais (OPEX) e outras despesas (ODESP) correspondem aos custos relativos à atividade de distribuição, tais como custos de pessoal, operação e manutenção, materiais, serviço de terceiros, administração e outros custos*

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 149
Mov. 17

operacionais, além de gastos com pesquisa e desenvolvimento e taxa de regulação e fiscalização do Serviço de Distribuição de Gás.

A rigor, portanto, o Contrato, diferentemente do que pretende a NT 001/2024, determina que todos os custos relacionados à atividade de distribuição – sejam eles essenciais ou não – devem ser computados para cálculo do OPEX e ODESP.

Em que pese o Contrato de Concessão não mencionar o conceito de custos **essenciais,** mas, sim, tratar de custos **relativos aos serviços locais de gás canalizado,** a Concessionária tem ciência que as agências reguladoras geralmente consideram algumas contas de custos operacionais e outras despesas como não relacionadas aos serviços locais de gás e, como consequência, não as reconhecem nas tarifas.

No entanto, não existem motivos para não considerar as contas do custo de pessoal como custos não relativos à atividade de distribuição, pois esses custos são essenciais para a gestão do negócio e decorrentes de obrigações legais ou contratuais da Concessionária. Dessa forma, solicita-se à AGEPAR incluir no OPEX/ODESP as contas tais como: vale refeição/alimentação, previdência privada, remuneração do conselho de administração, assistência médica e social, honorários da diretoria, reembolso auxílio educação, remuneração conselho fiscal, seguro de vida em grupo, programa bem-estar, sem prejuízo de outras despesas.

Além disso, para que a Concessionária possa fornecer contribuições adequadas, requer-se que se esclareça o real alcance e significado de cada um dos custos e despesas listados na NT 001/2024.

Fundamentos

Embora não exista uma prática regulatória uniforme, as seguintes contas de OPEX/ODESP geralmente são motivo de análise crítica para serem ou não reconhecidas em tarifas são:

- **Gastos de entretenimento**: desde que esta rubrica pode incluir despesas relacionadas a eventos, refeições e atividades de entretenimento que não estão diretamente relacionadas à prestação do serviço essencial.

- **Despesas de marketing e publicidade**: refere-se a custos associados a campanhas de marketing ou publicidade que não contribuem diretamente para a entrega ou melhoria do serviço. No entanto, a glosa deve ser parcial, pois devem-se reconhecer os dispêndios com divulgação de campanhas de inspeção periódica de gás e comerciais de divulgação, publicação de matéria legal, comunicação externa e interna, publicações e projetos sociais.

- **Multas e penalidades**: aqueles custos resultantes de multas ou penalidades decorrentes de violações regulatórias ou legais que não são considerados parte dos custos operacionais normais do negócio.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 150
Mov. 17

- **Despesas com consultoria ou assessoria**: isso pode abranger honorários de consultoria ou assessoria que não são considerados necessários para o funcionamento eficiente ou aprimoramento dos serviços da empresa. No entanto, a glosa deve ser parcial, pois devem-se reconhecer os dispêndios com qualificação e auditoria de fornecedores, projetos de meio-ambiente e qualidade, projetos de segurança no trabalho, projetos de prevenção e saúde, consultoria e manutenção do sistema de medição.

- **Provisões para contingências trabalhistas ou operacionais**: reservas destinadas a cobrir custos futuros por eventos trabalhistas ou operacionais não previstos.

É o caso, por exemplo, da ARSESP na revisão tarifária da COMGAS, NECTA e NATURGY SPS.

Por exemplo, na NTF-0030-2019 correspondente à 4RTO da COMGAS, a agência elabora a seguinte análise:

> *<u>Despesas com pessoal:</u>*
> *A partir da avaliação das contas contábeis que compõem os custos com pessoal, a Arsesp considerou como não relacionadas ao serviço regulado as contas descritas na tabela a seguir.*
> - *Plano de Opção de Ações*
> - *Prov.p/ Contingências Trabalhistas*
> - *Indenização Depósito Judicial Trabalhista*
> - *Pagamento Contingências Trabalhistas*
>
> *Segundo a Comgás, a conta Plano de Opção de Ações inclui despesas de remuneração baseada em ações com executivos. Como se trata de equivalente à distribuição de lucros, esta conta deve ser remunerada diretamente pelo resultado da Companhia, sendo, portanto, glosada. As demais contas referem-se a contingências trabalhistas que, assim como demais contingências, não podem ser cobertas pelas tarifas reguladas.*
> *<u>Despesas com materiais:</u>*
> *A análise qualitativa das contas contábeis que compõem este item não indicou a necessidade de glosas.*
> *<u>Despesas com serviços:</u>*
> *A partir da análise qualitativa das despesas contábeis em 2017/2018, a Arsesp glosou as rubricas apresentadas na tabela a seguir.*
> - *Danos Causados A 3os*
> - *Taxas Cartão De Crédito - Lojas Gnv*
> - *Prov.P/ Contingências Cíveis*
> - *Prov.P/ Contingências Ambientais*
> - *Indenização Depósito Judicial Cível*
> - *Indenização Depósito Judicial Ambiental*
> - *Pagamento Contingências Cíveis*
> - *Pagamento Contingências Ambientais*

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 151
Mov. 17

- *Prov.P/ Contingências Tributárias*
- *Indenização Depósito Judicial Tributário*
- *Pagamento Contingências Tributárias*

Similar ao caso das despesas com pessoal, foram glosadas contas ligadas ao pagamento de contingências e danos causados a terceiros. Importante considerar que a Arsesp autoriza a cobertura tarifária de seguros no conjunto de Outras Despesas. Também foram glosadas despesas com a Loja de GNV, uma vez que se trata de serviço extra concessão.

Adicionalmente, a Arsesp optou por glosar parcialmente as despesas com serviços advocatícios, buscando excluir da cobertura tarifária a parcela dos gastos com honorários de advogados não relacionada ao serviço de distribuição de gás canalizado. A parcela glosada foi de 20% destas despesas, de modo que a glosa total foi de 0,9% das despesas com serviços. Note-se que a Arsesp também glosou 20% das despesas totais dos centros de custos alocados na Diretoria Jurídica da Comgás.

Despesas com Outros:

A partir da análise qualitativa das despesas contábeis em 2017/2018, a Arsesp glosou as rubricas descritas na tabela seguinte.

- *Multas Fiscais*
- *Multas e Encargos*
- *Desp em Juízo*
- *Aux Subv Donativos*
- *Patrocínios*

A principal glosa está associada ao pagamento de patrocínios. Este dispêndio busca fortalecer a marca Comgás, o que se entende deve ser feito com recursos dos acionistas, não sendo coberto pelas tarifas. De maneira similar, as doações são liberalidade da companhia. O pagamento de multas não pode compor o PMSO regulatório, uma vez que isso descaracterizaria sua natureza punitiva.

Por fim, a Arsesp também glosou parcialmente as despesas com eventos, que representou 10% de outras despesas. A partir da análise dos gastos incluídos nesta rubrica, a Agência optou por manter exclusivamente as despesas relacionadas ao Dia da Segurança. As demais despesas foram glosadas, somando 89% da rubrica. Assim, a glosa total de outros foi de 12,4%.

Desta forma, não há evidências práticas nem motivos metodológicos para uma glosa integral das contas de custos de pessoal, entre outras.

c) Sobre Outras Despesas

Sobre outras despesas, a NT 0001/2024 menciona apenas a taxa de regulação:

Por fim, tal qual previsto no item 1.4.4 do Contrato de Concessão deve-se considerar na conta do OPEX&ODESP o valor prevista em cada ano para a taxa

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 152
Mov. 17

de regulação da AGEPAR, a qual deve-se respeitar o disposto no artigo 54 da Lei Complementar 222/2020.

Contudo, indicamos como outros exemplos que podem se enquadram na categoria de outras despesas, gastos e receitas irrecuperáveis: perdas totais de gás, pesquisa e desenvolvimento, provisão para devedores duvidosos.

4) INVESTIMENTOS (CAPEX)

a) Sobre o detalhamento das informações e flexibilidade dos investimentos

Referente aos investimentos, a NT 001/2024 na pág. 14, sugere:

Com vistas a viabilizar a análise, e posterior acompanhamento dos investimentos, as demandas devem ser apresentadas seus atributos à entidade reguladora, minimamente conforme segregação indicada na sequência:

a) *Código: número, ou código, que permita rastrear o investimento desde sua inclusão no Plano de Negócios até sua imobilização e entrada em operação;*

b) *Nome do Investimento: identificação do nome atribuído à demanda.*

c) *Grupo de ativos: nome do grupo de ativos aos qual está relacionado àquele investimento;*

d) *Tipo: identificar se o investimento se refere ao OPERACIONAL dos serviços de distribuição de gás natural (em qualquer de suas etapas) ou se é referido ao serviço ADMINISTRATIVO ou COMERCIAL;*

e) *Atividade: identificar se o investimento se refere a PROJETO executivo, execução de OBRA, aquisição de MATERIAIS, etc;*

f) *Motivo: identificar se o investimento se refere à expansão de infraestrutura (AMPLIAÇÃO), saturação de rede instalada (SATURAÇÃO), MELHORIAS em infraestrutura, se referente à SEGURANÇA ou QUALIDADE, se faz parte do plano de RENOVAÇÃO da rede e equipamentos, se é relativo ao BIOMETANO ou se é referido à bem ADMINISTRATIVO, etc;*

g) *Descrição: apresentar descrição do investimento de modo a possibilitar seu pleno entendimento;*

h) *Dados físicos do investimento: descrever as características da demanda, como o quantitativo do objeto da demanda, quando aplicável (por exemplo: X km de rede de distribuição de material Y de diâmetro Z'' e pressão W);*

i) *Localidade: identificar a localidade (município) na qual será realizado o investimento;*

j) *Código IBGE: informar o código numérico do IBGE8 referente ao município.*

k) *Meta relacionada: identificar a qual meta do contrato se relaciona o investimento;*

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 153
Mov. 17

l) *Valor estimado: informar o valor estimado da demanda, em R$, por ano, no formato AAAA, segregando as cifras em relação ao financiamento (recursos onerosos – recursos construídos ou adquiridos com recursos da Concessionária e não onerosos – recursos construídos ou adquiridos por meio de doações, participação financeira do usuário, dotações orçamentárias de outras esferas);*

m) *Previsão de início: informar ano previsto de início da demanda. Se possível, mês e ano no formato MM/AAAA.*

n) *Previsão de término: informar o ano previsto de conclusão da demanda. Se possível, mês e ano no formato MM/AAAA.*

o) *Fonte de recursos: informar qual a fonte de recursos do valor desembolsado (onerosa e/ou não onerosa).*

p) *Observações: campo destinado à Concessionária para fornecer informações adicionais relevantes.*

Contribuição

Concordamos com o detalhamento solicitado no Plano de Investimentos. No entanto, como se trata de um plano quinquenal, ou seja, uma projeção de até 5 anos, é importante que a Concessionária preserve a flexibilidade para adaptar o plano de investimentos às condições técnicas e de mercado de cada momento à dinâmica e novas oportunidades do mercado, bem como condições técnicas e operacionais que se apresentarem no tempo.

Pontualmente sobre cada item da relação, temos a contribuir:

a) Código: sugerimos que a apresentação dos investimentos seja realizada de forma agregada por projeto, sem prejuízo de que a realização dos ativos seja registrada individualmente.

b) Nome do investimento: sem contribuição.

c) Grupo de ativos: solicitamos maior especificação da classificação pretendida.

d) Tipo: sugerimos tipologia que considere investimentos de “expansão”, “saturação”, “suporte operacional” e “suporte administrativo”.

e) Atividade: para os projetos de expansão e saturação, sugerimos considerar as atividades “estudos e projetos”, “serviços”, “materiais” e “outros”.

f) Motivo: sugerimos desconsiderar este item, visto que a motivação já está indicada no item “Tipo”.

g) Descrição: sem contribuição.

h) Dados físicos do investimento: destacamos que a informação relativa à pressão considerará a pressão máxima operacional da rede.

i) Localidade: sugerimos detalhar os investimentos por mesorregião (definição IPARDES) e não município, conforme conceito já consolidado no Contrato de Concessão.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 154
Mov. 17

j) Código IBGE: considerando a sugestão para o item “Localização”, esse item deixa de ter aplicação.

k) Meta relacionada: sem contribuição. Apenas destacamos que a dinâmica do mercado e da concessão apresenta oportunidades que podem implicar em novos projetos de investimentos não necessariamente relacionados a metas contratuais.

l) Valor estimado: sugerimos esclarecer que o conceito de financiamento se refere à origem do recurso, onerosa ou não onerosa, e não objetiva obter a relação entre capital próprio e capital de terceiros, que não tem aplicação direta sobre projetos específicos.

m) Previsão de início: pontuamos que as informações de data devem considerar o ano regulatório e não o ano-calendário.

n) Previsão de término: idem contribuição do item “m”.

o) Fonte de recursos: sem contribuição.

p) Observações: sem contribuição.

Fundamentos

A flexibilidade para adaptar o plano de investimento à realidade é uma característica desejável de qualquer regime regulatório, desde que a neutralidade econômica para o usuário final seja respeitada.

b) Sobre a análise marginalista dos investimentos não obrigatórios

Referente à análise dos investimentos, a NT 001/2024 na pág. 18, registra:

(...) Para investimentos além dos obrigatórios face o contrato (Anexo 08 - Metas da Concessão), deve haver uma análise de viabilidade específica, considerando receitas e custos marginais desses investimentos, evitando onerações na tarifa.

Contribuição

A análise diferenciada entre investimentos obrigatórios e não obrigatórios não se sustenta sob a lógica do Contrato de Concessão, que prevê taxa de remuneração idêntica para todos os projetos realizados. Ademais, o Contrato apresenta uma lógica de análise de investimentos nos termos do item 8.2 e exige investimentos não vinculados às metas obrigatórias do Anexo 08, como investimentos para desenvolvimento do biometano, renovação de rede e equipamentos e substituição de medidores.

Investimentos de natureza administrativa e aqueles associados a levantamento e prospecção de mercado, licenciamentos, programas e compensações ambientais, estudos de sondagem de solo e de interferência eletromagnética, dentre outros, são necessários para amadurecimento do portfólio de projetos da Concessionária. Esses exemplos dão conta de que a análise de viabilidade econômica individual não tem aplicação conforme sugere a Nota Técnica.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 155
Mov. 17

Os objetivos da concessão não serão atingidos somente com a realização dos projetos obrigatórios, de modo que os projetos não obrigatórios não podem ser tratados na excepcionalidade através de análise de receitas e custos marginais.

Ressalta-se ainda que, a rigor, todos os investimentos incorporados na base de remuneração regulatória oneram a tarifa, porém, também contribuem com a modicidade tarifária ao longo da concessão, além da qualidade do serviço.

5) VARIAÇÃO DO CAPITAL DE GIRO (VCG)

Estamos de acordo com a metodologia sugerida pela AGEPAR.

Contribuição

Sugestões de ajustes para facilitar a aplicação metodológica:

- Estimar o ciclo financeiro de cada ano do ciclo significaria projetar as variáveis envolvidas, tais como estoques, custo de gás, contas a receber, fornecedores, etc., o que traria maior complexidade e incerteza sobre a projeção.

- Para simplificar, sugere-se calcular o ciclo financeiro efetivo do último ano fechado (2023), e utilizá-lo durante o ciclo tarifário.

- Nas fórmulas dos índices, conforme prática financeira, sugere-se utilizar a média dos saldos anuais das contas do balanço patrimonial para refletir com maior assertividade o acontecido durante o ano.

6) OUTRAS RECEITAS (OR)

Estamos de acordo com a metodologia sugerida pela AGEPAR. Destacamos apenas que receitas correlatas e acessórias se referem à atividade principal da concessão, serviço de distribuição de gás canalizado, e não a outras atividades econômicas que dependem de prévia e expressa autorização da Agência.

7) IMPOSTO DE RENDA PESSOA JURÍDICA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL SOBRE O LUCRO LÍQUIDO (IR)

Estamos de acordo com a metodologia sugerida pela AGEPAR.

8) VOLUME

A respeito do volume, a pág. 31 da NT 001/2024 da AGEPAR, estabelece:

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 156
Mov. 17

> *"A projeção do volume de gás distribuído deverá indicar, em linhas gerais, a estratégia de expansão da empresa, levando em conta a evolução histórica da demanda, tipo de mercado (cativo ou livre), características do mercado existente (sazonalidade, bens substitutos, etc.) além do plano de investimentos e novas perspectivas de evolução do mercado.*
> *Dessa forma, as estimativas apresentadas no Plano de Negócios devem ser discriminadas por:*
> *a) Segmento (ceramista, comercial, residencial, etc.);*
> *b) Faixa de consumo (com distinção do volume distribuído vinculado à ampliação da extensão de rede projetada para o próximo ciclo); e*
> *c) Tipo (biometano, mercado livre e cativo)."*

Contribuição

Estamos de acordo com a metodologia sugerida pela AGEPAR, porém sugerimos para o campo Tipo somente informar o mercado (cativo ou livre) e não a previsão da origem do gás (exemplo, biometano), pois são campos conceitualmente diferentes (tipo de mercado vs. fonte de suprimento).

9) ESTRUTURA TARIFÁRIA

Estamos de acordo com a metodologia sugerida pela AGEPAR. Ressalvamos que a Concessionária irá propor a estrutura tarifária a ser homologada pela Agência para o primeiro ciclo tarifário em decorrência da aprovação da Margem Bruta Requerida.

Ressalta-se, por exemplo, que a distribuição das margens ao longo das tabelas tarifárias depende diretamente do Plano de Investimentos que vier a ser aprovado, considerando as características de volume e competitividade de cada segmento.

10) ENCARGOS DE COMERCIALIZAÇÃO (EC)

Sobre os encargos de comercialização, a AGEPAR propõe na pág. 33 da NT 001/2024 o seguinte:

> *Para projetar os encargos de comercialização anuais, adotamos como referência a média das despesas comerciais e administrativas da Concessionária nos últimos cinco anos, desconsiderando os gastos não essenciais. A componente administrativa é ajustada proporcionalmente ao volume do mercado cativo em relação ao volume total. Recomenda-se, por fim, que os gastos restantes relacionados às despesas comerciais sejam vinculados à quantidade de ligações. Isso implica calcular a razão entre a média das despesas comerciais essenciais dos últimos cinco anos e a média das ligações nesse mesmo período, multiplicando esse resultado pela quantidade prevista de ligações para cada ano*

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 157
Mov. 17

do ciclo tarifário. Já no caso dos gastos administrativos, sugere-se mantê-los constantes.

Contribuição

Mesmas considerações já colocadas no capítulo do OPEX/ODESP.

São associados à atividade de Comercialização de Gás do Mercado Cativo (Encargos de Comercialização), os custos, despesas e encargos relativos às componentes dos processos de comercialização do gás natural e de gestão dos contratos de gás e transporte, ou seja, aquisição e venda de gás natural e administração do portfólio de suprimento.

Entendemos que esses custos e despesas serão oriundos de rateio frente ao OPEX/ODESP total, conforme critérios a serem propostos pela Concessionária no Plano de Negócios.

Fundamentos

Conforme Anexo 01 do Contrato de Concessão, a remuneração pela prestação dos Serviços de Distribuição de Gás será arrecadada do mercado pela aplicação de duas tarifas diferenciadas:

- Tarifa de uso do sistema de distribuição para o mercado cativo (TUSD-C): valor expresso em R$/m³, resultante do somatório da TUSD aos Encargos de Comercialização.

- Tarifa de uso do sistema de distribuição para o mercado livre (TUSD-L): valor expresso em R$/m³, resultante do somatório da TUSD aos Encargos de Gestão do Mercado Livre.

Sendo:

- Tarifa de uso do serviço de distribuição de gás (TUSD): valor médio expresso em R$/m³, resultante da fórmula paramétrica conforme Anexo 01, utilizando os valores projetados propostos pela Concessionária no Plano de Negócios, excluindo aqueles referentes às atividades de comercialização e gestão do Mercado Cativo e de gestão do Mercado Livre.

- Encargos de Comercialização (EC): custos, despesas e encargos associados à atividade de Comercialização de Gás do Mercado Cativo.

- Encargos de Gestão do Mercado Livre (EL): custos, despesas e encargos associados à gestão do Mercado Livre.

Assim sendo, cabe a classificação dos custos da Concessionária em três grupos:

- Grupo 1 – Custos associados EXCLUSIVAMENTE à comercialização do gás e que serão recuperados do mercado por meio do EC.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 158
Mov. 17

São associados à atividade de Comercialização de Gás do Mercado Cativo (Encargos de Comercialização), os custos, despesas e encargos relativos às componentes dos processos de comercialização do gás natural e de gestão dos contratos de gás e transporte, ou seja, aquisição e venda de gás natural e administração do portfólio de suprimento. Por exemplo:

- Despesas de pessoal vinculadas às atividades de aquisição de gás e transporte, relacionadas ao contrato de suprimento;

- Despesas jurídicas relacionadas com comercialização e ativos utilizados especificamente para este fim.

- Grupo 2 – Custos diretamente atribuíveis ao mercado livre: custos associados EXCLUSIVAMENTE à gestão dos usuários livres e que serão recuperados do mercado por meio do EL.

São associados à Gestão do Mercado Livre (Encargos de Gestão do Mercado Livre) os custos, despesas e encargos associados aos processos relativos à inspeção, controle e gestão dos volumes de gás movimentados e capacidade contratada pelos usuários livres. Por exemplo:

- Gestão do balanceamento do gás;
- Gestão da custódia de gás de terceiro;
- Despesas de pessoal vinculadas à atividade de relacionamento com o comercializador.

- Grupo 3 – Custos compartilhados: custos associados à prestação do serviço que independem do tipo de usuário atendido (cativo ou livre), EXCLUINDO aqueles referentes às atividades de comercialização do mercado cativo e gestão do mercado livre, e que serão recuperados do mercado por meio da TUSD.

São custos associados à prestação do serviço que independem do tipo de usuário atendido (cativo ou livre). Por exemplo:

- Custos de comercialização e marketing associados à venda do serviço de distribuição de gás;
- Odoração;
- Medição;
- Atendimentos de emergência;
- Suspensão e religação dos serviços;
- Custos jurídicos e contratuais;
- Custos financeiros, de recursos humanos, contabilidade, administrativo, tecnologia da informação, operação e manutenção;
- Outros.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 159
Mov. 17

Desta forma, devido à natureza dos custos em questão e à complexidade na alocação desses custos a mercados, a Compagas, respeitosamente, entende que a metodologia sugerida pela AGEPAR apresenta fragilidades metodológicas.

Quanto às despesas administrativas, a utilização do volume como critério de alocação entre mercado cativo e livre é, quando menos, questionável e não se apresentam os fundamentos para tal sugestão.

E, no caso das despesas de comercialização, pela sua natureza, não é cabível a utilização de um único direcionador, no caso, o número de ligações totais, sem uma prévia validação da veracidade desta relação, uma vez que grande parte dessas despesas revistem caráter mais de custo fixo que de custo variável.

Ademais, como já afirmado no capítulo de OPEX/ODESP, a utilização de custos médios históricos, além de refletir situações pontuais que podem não ser replicadas, pode levar ao desestímulo à realização de custos operacionais, com impacto na qualidade dos serviços e no equilíbrio econômico-financeiro da Concessionária.

Por estas razões, conforme prática adotada por outras agências reguladoras do país e como forma mais assertiva de representar as previsões dos Encargos de Comercialização da Companhia, sugere-se utilizar os critérios a serem propostas pela Concessionária no Plano de Negócios, construído a partir da utilização de dados históricos da própria Concessionária, consistentes com as variáveis mais recentes disponíveis e com o plano de investimentos previsto para o primeiro ciclo tarifário.

É o caso, por exemplo, de prática adotada pela ARSESP em ocasião da 4RTO da GBD (atual Necta) em 2020, onde estabelece na NT.F-0069-2020 (grifos nossos):

> *Na sequência, construiu-se o FCD considerando as despesas com comercialização. Entre as despesas operacionais* ***foram considerados os rateios de cada componente do OPEX informados pela GBD****, uma vez que a concessionária não apresenta tal discriminação atualmente. O valor de OPEX alocado na comercialização representou, em média, 18% do OPEX total aprovado pela Arsesp.*

11) ENCARGOS DE GESTÃO DO MERCADO LIVRE (EL)

Sobre os encargos de gestão do mercado livre, a AGEPAR propõe na pág. 35 da NT 001/2024 o seguinte:

> *Para projeção dos encargos de gestão do mercado livre por ano utiliza-se como base a média dos últimos 5 anos da concessionária das despesas administrativas, proporcional ao volume do mercado livre em relação ao volume total, sobre as quais deve-se desconsiderar os gastos não essenciais.*

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 160
Mov. 17

Contribuição

Mesmas considerações já colocadas no capítulo do OPEX/ODESP.

São associados à Gestão do Mercado Livre (Encargos de Gestão do Mercado Livre) os custos, despesas e encargos associados aos processos relativos à inspeção, controle e gestão dos volumes de gás movimentados e capacidade contratada pelos usuários livres. Por exemplo, gestão do balanceamento do gás; gestão da custódia de gás de terceiro; despesas de pessoal vinculadas à atividade de relacionamento com o comercializador e transportador.

Entendemos que esses custos e despesas serão oriundos de rateio frente ao OPEX/ODESP total, conforme critérios a serem propostos pela Concessionária no Plano de Negócios.

Fundamentos

Como já afirmado, devido à natureza dos custos em questão e à complexidade na alocação desses custos a mercados, a Compagas, respeitosamente, entende que a metodologia sugerida pela AGEPAR apresenta fragilidades metodológicas.

Quanto às despesas administrativas, a utilização do volume como critério de alocação entre mercado cativo e livre é, quando menos, questionável e não se apresentam os fundamentos para tal sugestão.

Ademais, como já afirmado no capítulo de OPEX/ODESP, a utilização de custos médios históricos, além de refletir situações pontuais que podem não ser replicadas, pode levar ao desestímulo à realização de custos operacionais, com impacto na qualidade dos serviços e no equilíbrio econômico-financeiro da Concessionária.

Por estas razões, como forma mais assertiva de representar as previsões dos Encargos de Gestão do Mercado Livre da Companhia, sugere-se utilizar os critérios a serem propostas pela Concessionária no Plano de Negócios, construído a partir da utilização de dados históricos da própria Concessionária, consistentes com as variáveis mais recentes disponíveis e com o plano de investimentos previsto para o primeiro ciclo tarifário.

12) CONCLUSÃO

Pelo exposto, a Concessionária confia que, após analisar detidamente todas as contribuições técnicas e jurídicas acima apresentadas a respeito da Metodologia Preliminar para Cálculo da Margem Bruta Requerida do Primeiro Ciclo Tarifário (2024-2029) dos Serviços Locais de Gás Canalizado, essa D. Agência irá rever, conforme estas contribuições, os entendimentos constantes da Nota Técnica Preliminar 001/2024, especialmente para melhor alinhamento com as premissas e disciplina estabelecidas no Contrato de Concessão.

A Concessionária reitera que o propósito de suas contribuições é o de indicar metodologias claras e transparentes, que levem em consideração as diretrizes previamente

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 161
Mov. 17

fixadas do Contrato de Concessão, com a previsão de investimentos e de ações que objetivem o acesso ao gás canalizado a um número cada vez maior de usuários, bem como assegurem o direito da Concessionária à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro inicial do Contrato de Concessão, sempre levando em conta a primazia da busca pela eficiência e a modicidade tarifária, o que permitirá alavancar o desenvolvimento do mercado de gás no Estado do Paraná.

Sendo o que havia a apresentar nesta oportunidade, subscrevo-me.

Atenciosamente,

RAFAEL LAMASTRA JUNIOR
Diretor-Presidente
(assinado digitalmente)

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 162
Mov. 17

Protocolo №:	21.565.791-4
Assunto:	Relatório Circunstanciado das Contribuições recebidas na consulta pública 02/2024 – Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida referente à 1ª Revisão Tarifária Periódica do Serviço de Gás Canalizado para o período 2024-2029.
Data:	07/03//2024

6. ANEXO 6: CONTRIBUIÇÃO 6 – ABEGÁS – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 163
Mov. 17

ABEGÁS
Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado

Rio de Janeiro, 03 de março de 2024.

À

Agência Reguladora do Paraná - AGEPAR

A/C: Exmo. Sr. Reinhold Stephanes

Consulta Pública nº 002/2024

Ref. NOTA TÉCNICA PRELIMINAR 001/2024 – AGEPAR/DRE/CDG

Preliminar para Cálculo da Margem Bruta Requerida Máxima para a Primeira Revisão Tarifária Periódica - RTP, 2024-2029, a ser autorizada para a Companhia Paranaense de Gás – Compagas

Prezado Sr. Diretor Presidente:

A ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado, sociedade civil sem fins lucrativos, entidade que reúne as empresas concessionárias de distribuição de gás canalizado no Brasil, em seu longo histórico defendendo a atuação técnica e independente das Agências Reguladoras no Brasil, reitera a consideração pela AGEPAR, sua importância e transparência, e vem respeitosamente apresentar as contribuições à consulta pública nº 02/2024, cujo objetivo é discutir a Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida Máxima referente à 1ª RTP 2024-2029 do serviço de Comercialização e Distribuição de Gás Canalizado.

Pois bem, a Constituição Federal de 1988 trouxe de forma clara os Princípios da Administração Pública (art. 37), e a forma como ela pode exercer seus direitos e deveres de forma indireta. Para o gás natural canalizado, foram criadas, na maioria dos estados, incluindo o Paraná, as agências reguladoras, na forma de autarquias especiais, que são destinadas a regulamentar, controlar e fiscalizar a execução de serviços públicos transferidos para o setor privado por intermédio de concessões.

ABEGÁS – Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
Av. Ataulfo de Paiva, 245 – 6º andar – Salas 601/605
CEP: 22440-032 – Leblon – Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (21) 3970-1001 | (21) 3995-4325
www.abegas.org.br – abegas@abegas.org.br

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 164
Mov. 17

Assim, o Contrato de Concessão assinado entre Poder Concedente e companhia distribuidora local serve como ferramenta para a exploração de atividades que outrora eram de exclusiva função dos Poderes Concedentes Estaduais.

Ressalta-se que a regulação exercida pelas agências reguladoras possui papel fundamental no cumprimento das políticas determinadas pelo Estado: sua função é gerencial, técnica e de controle sobre os entes regulados, devendo o Contrato de Concessão e os princípios administrativos serem seguidos à risca pelos agentes públicos, sob pena de praticarem ato inválido e exporem-se à responsabilidade do não cumprimento.

Apresentamos a seguir os pontos que entendemos carecer de análise mais criteriosa e revisão por essa Douta Agência.

1) Investimentos período de 01/01/2024 a 06/07/2024

A primeira RTP contempla o ciclo quinquenal que se inicia em 07/07/2024. Para tal, deve ser considerada a Base Regulatória de Remuneração Líquida Inicial - BRR_L, ou seja, na data de início do ciclo regulatório.
A composição da BRR_L, segundo o Contrato de Concessão, prevê a incorporação de ativos, inclusive a Outorga. A BRR_L inicial contempla os investimentos líquidos realizados até 31 de dezembro de 2021 e será acrescida dos montantes relativos aos investimentos e amortizações realizados entre 01/01/2022 e 06/07/2024, devidamente atualizados.

Nesse sentido, não é possível desconsiderar, conforme NT em questão, os investimentos referentes ao 1º semestre de 2024. Tais investimentos deverão ser estimados pela Concessionária e devidamente aprovados pela AGEPAR.

Cabe mencionar que a projeção de dados prévia à análise de uma RTP é prática usual das revisões tarifárias e Reguladores estaduais. Isso porque os processos de revisão tarifária têm cronograma prévio à sua aplicação, levando longos meses para sua conclusão, sem, todavia, deixar a concessionária exposta a períodos sem cobertura tarifária para a execução dos seus investimentos.

Como exemplo, pode-se citar as revisões tarifárias da SPS (ex: São Paulo Sul, hoje Naturgy), cujo ciclo regulatório se inicia em 31 de maio. Na última RTP realizada, em SP chamada de RTO, a

ABEGÁS – Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
Av. Ataulfo de Paiva, 245 – 6º andar – Salas 601/605
CEP: 22440-032 – Leblon – Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (21) 3970-1001 | (21) 3995-4325
www.abegas.org.br – abegas@abegas.org.br

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 165
Mov. 17

ABEGÁS
Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado

ARSESP, no item 7 da NT.F-0024-2021- item 7. BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA (BRR) descreve: *"A análise da evolução da BRRL abrange o período desde o início da concessão até maio de 2020 – início do Quinto Ciclo. Sendo assim, esta análise define a BRRL inicial a ser considerada na 4ª RTO....Cabe aqui ressaltar que eventuais divergências entre o valor adotado nesta revisão com base no laudo de ativos apresentado pela Naturgy e os valores resultantes da validação definitiva pela Agência deste mesmo laudo, deverão ser objeto de ajuste compensatório, a ser calculado no decorrer do 5º Ciclo Tarifário (2020-2025)."*. Ou seja, a BRR considera investimentos até o dia anterior ao novo ciclo tarifário, e poderá ser ajustada ao longo do quinquênio, esclarecendo aqui que a 4ª RTO é aplicada no 5º ciclo quinquenal.

Assim, a proposta da NT, em considerar os investimentos de 01/01/2024 a 06/01/2024 apenas no 2º ciclo tarifário, cria distorção na metodologia de revisão tarifária, além de um precedente para os ciclos seguintes, o que traria maior complexidade no ajuste futuro. Além disso, como exemplos da regulação de outros Estados, o tratamento a ser dado para os investimentos do primeiro semestre de 2024 é simples. Aprova-se, *ex-ante*, sua incorporação à BRR inicial, e, caso seja identificada alguma diferença *ex-post*, a partir de processos fiscalizatórios, procede-se com ajuste à posteriori.

Conclusão: a proposta da referida NT não respeita o Contrato de Concessão, o ciclo tarifário e a metodologia da RTP, além de criar maior complexidade de ajuste nos ciclos seguintes, através de um efeito "dominó".

2) Custos e Despesas Operacionais (Opex)

De acordo com o Contrato de Concessão, os Custos Operacionais (OPEX) e Outras Despesas (ODESP) correspondem aos custos relativos "à atividade de distribuição, tais como custos de pessoal, operação e manutenção, materiais, serviços de terceiros, administração e outros custos operacionais, além de gastos com pesquisa e desenvolvimento e taxa de regulação e fiscalização do Serviço de Distribuição de Gás".

A NT traz uma avaliação crítica e glosa do que entende serem custos e despesas não-essenciais ao serviço de distribuição de gás ou que não se referem a obrigatoriedades legais ou trabalhistas, citando alguns exemplos. No entanto, tal avaliação é extremamente subjetiva, cabendo uma análise mais aprofundada.

ABEGÁS – Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
Av. Ataulfo de Paiva, 245 – 6º andar – Salas 601/605
CEP: 22440-032 – Leblon – Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (21) 3970-1001 | (21) 3995-4325
www.abegas.org.br – abegas@abegas.org.br

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 166
Mov. 17

Cabe mencionar que os gastos com pessoal que vão além dos salários, como vale refeição/alimentação, Participação nos Lucros e Resultados, previdência privada, assistência médica e social, entre outros, têm por finalidade incentivar a produtividade, traduzindo-se em remunerações variáveis ou em benefícios salariais, prática tipicamente de mercado, necessárias à atração de bons quadros. Tais gastos se fossem dados em forma de salários, seriam mais onerosos nos gastos de pessoal, uma vez que implicariam em maior dispêndio com encargos trabalhistas e sociais sobre a folha de pagamento. Assim, a glosa de tais gastos não se justifica, seja sob a ótica empresarial, ou mesmo considerando seus supostos benefícios para a modicidade tarifárias, uma vez que a concessionária seria impelida a reduzir benefícios e pagar maiores salários.

Da mesma forma, remuneração do conselho de administração e fiscal, além dos honorários de diretoria, são gastos essenciais na gestão de qualquer empresa para controle e aprovação de contas, além de decisões estratégicas do negócio e deve-se respeitar os valores mínimos estipulados em Lei para alguns casos. As consultorias trazem uma base técnica e específica, dando suporte e amparo para o bom desempenho da empresa.

Em relação à projeção dos custos, a metodologia de *Price Cap,* prevista no Contrato de Concessão, incentiva a eficiência dos custos, através do Fator X. Neste sentido, considerando se tratar do início da Concessão, a empresa deverá projetar seus custos com base nas obrigações contratuais previstas para o 1º ciclo, a fim de viabilizar seu objetivo a expansão dos serviços de gás canalizado no Estado, previsto no Plano de Negócios projetado para cinco anos, com reflexo em todo período da concessão.

A proposta da NT da utilização dos últimos 5 anos como referência para a projeção do OPEX, apesar de ser referência comumente utilizada, não deve ser aplicada neste caso, pois, além de se tratar da definição de tarifas a serem aplicadas no 1º ciclo tarifário, o último quinquênio da companhia foi marcado pela pandemia e pela proximidade do fim da concessão, onde já é esperada uma redução em seu nível de atividade. Assim, considerar esses anos como base para a projeção dos custos poderá afetar a qualidade dos serviços a serem prestados, mediante metas de expansão, especialmente em se tratando do momento recente de alteração do modelo regulatório e fixação de metas contratuais.

ABEGÁS – Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
Av. Ataulfo de Paiva, 245 – 6º andar – Salas 601/605
CEP: 22440-032 – Leblon – Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (21) 3970-1001 | (21) 3995-4325
www.abegas.org.br – abegas@abegas.org.br

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 167
Mov. 17

3) Estrutura Tarifária

A proposta da estrutura tarifária resulta do processo de revisão quinquenal. A AGEPAR, corretamente, iniciou este processo através da definição de metodologia para o cálculo do WACC e, na sequência, nesta consulta pública, em relação à metodologia para elaboração do Plano de Negócios, pois, a partir deste, será possível definir o valor da Margem Bruta Requerida.

A Margem Bruta Requerida aprovada pela agência reguladora será obtida pela Concessionária a partir da aplicação de uma estrutura tarifária que passa por uma análise do perfil de consumo previsto no plano de expansão, da análise de competitividade em cada segmento de consumo e pela diretriz do poder concedente. Nesse sentido, para a construção da proposta de estrutura tarifária, a sugestão é a definição prévia pela AGEPAR da Margem Bruta Requerida.

4) Conclusão

À luz do aqui disposto, a Abegás reitera sua preocupação em relação ao irrestrito cumprimento do disposto no novo Contrato de Concessão da Compagás, prorrogado em dezembro de 2022. O Contrato foi objeto de ampla discussão entre Poder Concedente, concessionária e o mercado, tendo passado por processos públicos, de consulta e audiência, tendo pacificado inúmeros pontos em aberto na regulação do gás no Paraná. Dessa forma, o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato foi alcançado por meio da instituição de um novo modelo regulatório, Price Cap, e da integral quitação de créditos e débitos referentes à antiga concessão. Assim, fundamental que a preservação das bases objetivas do novo contrato seja respeitada, a fim de não gerar qualquer desequilíbrio, seja sob a ótica da concessionária, do Poder Concedente ou dos agentes do mercado.

Não cabe assim, no presente processo, qualquer discussão a respeito das cláusulas econômicas do Contrato, ou da sua base jurídica. Cabe, outrossim, à AGEPAR, o cumprimento integral daquilo que está disposto, proporcionando um novo ciclo de investimentos pela concessionária, em busca da universalização dos serviços de gás canalizado no Estado do Paraná. Qualquer alteração nessas bases pode impedir que a concessionária siga nesse ciclo virtuoso de desenvolvimento, o que é indesejado por todos *stakeholders*.

ABEGÁS – Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
Av. Ataulfo de Paiva, 245 – 6º andar – Salas 601/605
CEP: 22440-032 – Leblon – Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (21) 3970-1001 | (21) 3995-4325
www.abegas.org.br – abegas@abegas.org.br

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 168
Mov. 17

ABEGÁS
Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado

A ABEGÁS continua à disposição, como sempre, para as discussões trazidas por tão respeitada Agência.

Atenciosamente,

[redacted]

Paula Campos

Diretora Econômico-Regulatório

Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado – ABEGÁS

ABEGÁS – Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
Av. Ataulfo de Paiva, 245 – 6º andar – Salas 601/605
CEP: 22440-032 – Leblon – Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (21) 3970-1001 | (21) 3995-4325
www.abegas.org.br – abegas@abegas.org.br

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 169
Mov. 17

Protocolo №:	21.565.791-4
Assunto:	Relatório Circunstanciado das Contribuições recebidas na consulta pública 02/2024 – Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida referente à 1ª Revisão Tarifária Periódica do Serviço de Gás Canalizado para o período 2024-2029.
Data:	07/03//2024

7. ANEXO 7: CONTRIBUIÇÃO 7 – FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO PARANÁ

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 170
Mov. 17

Ofício nº 07.2024 – SUP/FIEP
Curitiba, 01 de março de 2024

Ao Exmo. Senhor

Reinhold Stephanes

Diretor-Presidente da Agência de Regulação Econômica da AGEPAR

Ref.: Consulta Pública nº 002/2024 - Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida Máxima referente à 1ª RTP 2024-2029 do serviço de Comercialização e Distribuição de Gás Canalizado

A **FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO PARANÁ - FIEP**, entidade de representação da indústria paranaense, com sede na Avenida Cândido de Abreu, 200, Centro Cívico, Curitiba, Paraná, inscrita no CNPJ sob o nº [redacted], representada pelos subscritores, vem apresentar as anexas contribuições à Consulta Pública n. 002/2024, promovida por esta d. Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Paraná - AGEPAR, e que tem por "objetivo apresentar, em caráter preliminar, a metodologia a ser aplicada para o cálculo da Margem Bruta Requerida referente à Primeira Revisão Tarifária Periódica da Compagas".

Ao tempo em que agradecemos pela oportunidade propiciada e manifestamos nossa confiança de que nossas contribuições serão seriamente consideradas e, ao final, acatadas, renovamos nossos votos de elevada estima e consideração.

Atenciosamente,

[redacted]
JOÃO ARTHUR MOHR

Superintendente da Federação das Indústrias

do Estado do Paraná

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 171
Mov. 17

Contribuições da FIEP acerca da "metodologia a ser aplicada para o cálculo da Margem Bruta Requerida referente à Primeira Revisão Tarifária Periódica da Compagas".

Primeiramente, a FIEP parabeniza a AGEPAR pela iniciativa de submeter a processo de tomada de subsídios e, agora, à consulta pública, na definição da Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida referente à 1ª Revisão Tarifária Periódica Compagas. O tema, de extrema relevância e, se bem resolvido, com potencial de eliminar a âncora que tem travado o desenvolvimento da indústria no estado do Paraná, a partir da participação dos envolvidos, apresenta sugestões que contribuirão para aprimorar o ambiente regulatório no estado.

Doravante, quando referirmos à ***Nota 1***, faremos referência à *Nota Técnica* 001/2024, que contém a metodologia proposta pela AGEPAR para cálculo da Margem Bruta Requerida, objeto da consulta pública.

Nossos comentários são feitos na mesma ordem em que foram apresentados os temas na Nota 1, qual sejam:

1) Introdução **3**
2) Considerações gerais sobre a finalidade e sobre a construção metodológica da revisão da Margem Bruta Requerida **3**
3) Taxa de remuneração regulatória **6**
4) A base de remuneração regulatória líquida precisa ser fiscalizada e auditada **7**
5) Custos operacionais eficientes (OPEX) **9**
6) CAPEX **13**
7) Variação do capital de giro **19**
8) Outras receitas **19**
9) Tributos sobre a renda **20**
10) - Volume - necessidade de consideração de todos os volumes não térmicos, assim como dos efeitos da elasticidade preço-demanda **20**
11) Estrutura tarifária **20**
12) Encargos de comercialização **21**
13) Encargos de gestão do mercado livre (FB) **21**
14) Conclusão **21**

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 172
Mov. 17

1) Introdução

Em termos de destaques, parabenizamos a AGEPAR por já estabelecer na Nota 1 que os investimentos não obrigatórios deverão apresentar análise de viabilidade econômica considerando receitas e custos marginais desses investimentos, de modo a não se onerar as tarifas. Contudo, a Nota 1 falha ao não exigir a demonstração, também, da viabilidade dos investimentos obrigatórios. Afinal, não há como se ter uma obrigatoriedade em caráter tão absoluto a ponto de prejudicar o desenvolvimento econômico do Estado ao invés de atender finalidades públicas. Apresentaremos considerações adicionais sobre este tema adiante.

Também é digno de anotação neste introito que a AGEPAR observou que, embora a Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) tenha sua formação iniciada em 01/01/2021, a outorga só foi paga um ano depois.

Acreditamos que se forem acatadas as contribuições apresentadas a seguir, a margem bruta média poderá ser reduzida dos atuais 80 centavos por metro cúbico (m3), para valores abaixo de 60 centavos ou mesmo 40 centavos por m3 (neste último caso, se considerado um consumo na FAFEN de 500 mil m3 por dia, reduções estas propiciadas pelos seguintes elementos):

A. troca de CAPM para WACC;
B. redução de base de ativos pela consideração dos passivos regulatórios;
C. consideração de custos operacionais mais eficientes, a partir da média verificada em empresas congêneres da região Sul; e,
D. impacto da elasticidade preço.

Diante disso, a Fiep apresenta a esta Agência Reguladora as contribuições seguintes acerca da Nota 1 e de seu propósito, com o espírito de subsidiar a construção das metodologias de revisão tarifária dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado no Estado do Paraná que sejam capazes de conduzir o monopólio outorgado à COMPAGAS na direção do bem comum.

2) Considerações gerais sobre a finalidade e sobre a construção metodológica da revisão da Margem Bruta Requerida

A metodologia em construção deve ter como propósito primordial o **Controle** da Margem Bruta Média (e das tarifas), **em prol da proteção dos usuários**, e não da sua majoração, privilegiando os resultados de um monopólio ineficiente e super-alimentado com os recursos dos usuários.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 173
Mov. 17

Como alertamos na tomada de subsídios, as elevadas margens exigidas pela COMPAGAS são tão preocupantes que, paradoxalmente, o próprio monopólio será prejudicado pelas regras que, em um primeiro momento, lhe beneficia. De fato, há um forte risco de ser obrigado a fazer investimentos inviáveis, cujas respectivas margens requeridas não poderão ser realisticamente praticadas em função dos preços dos produtos substitutos (ou dos mesmos produtos, mas entregue por outros meios).

A solução é a busca incansável da eficiência e de tarifas de movimentação/margens módicas, condição essenciais para o desenvolvimento industrial do Estado do Paraná, para a geração de empregos, renda e para a própria preservação do equilíbrio econômico-financeiro do monopólio a médio/longo prazo.

O primeiro passo, para tanto, é o desenvolvimento de metodologias de revisão tarifária direcionadas à promoção da eficiência e à redução de custos. Assim, ao invés de se prever que o cálculo da margem bruta será estabelecido com suporte da concessionária logo no primeiro parágrafo da Nota Técnica (p.2), seria mais adequado esclarecer que a margem bruta média, requerida a ser empregada no cálculo das tarifas médias máximas, será definida de forma fundamentada pela Agepar, com participação dos interessados (usuários, concessionária e poder concedente). Por hipótese, mesmo que a concessionária não colabore com tal análise, deixando de apresentar, por exemplo, o plano de negócio que atenda as exigências estabelecidas pela AGEPAR, uma margem bruta corretamente calculada (e certamente menor que a atual) deverá ser empregada pela AGEPAR no cálculo das tarifas, afinal, ***o papel da AGEPAR é submeter o monopólio à sua jurisdição, independentemente de haver ou não a aceitação ou mesmo o "suporte da concessionária"***. A fortalecer tal perspectiva, ressaltamos que:

- Há necessidade de se auditar e de se emitir o respectivo laudo acerca da base ativos;
- Parece desequilibrado prever que "A TUSD para o Ciclo Tarifário será (SIC) tarifa média de uso dos sistemas de distribuição, em R$/m3, calculada utilizando os valores projetados propostos pela Concessionária no Plano de Negócios" (p.3) ou que "Os custos e despesas específicos referentes aos Encargos de Gestão do Mercado Livre deverão ser informados pela Concessionária…", pois **a regulação deve ser baseada em atividades fundamentadas e não na informação prestada exclusivamente pelo monopólio**;
- A regulação das revisões tarifárias precisa ser voltada à proteção dos usuários do monopólio e à competitividade da atividade econômica estadual, prevenindo os consumidores e sociedade dos abusos do monopólio e de seus acionistas, o que inclui a eliminação de contradições contratuais decorrentes de falhas ou precipitadas redações adotadas pelo monopólio e por seus acionistas diretos ou indiretos;

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 174
Mov. 17

- Os termos da concessão foram definidos pelo monopólio e por seus acionistas, e não pela Administração Pública atuante exclusivamente na função pública de poder concedente. Ainda que incomode o leitor, este fato é inequívoco e precisa ser recordado pelo regulador cujo propósito é ser independente no âmbito da relação poder concedente, concessionário e usuário, em prol da Sociedade;

- Se o monopólio e seus acionistas acordaram a majoração infundada e desproporcional da remuneração, o regulador precisa conferir com lupas tal situação, reequilibrando a situação, medida que exige, efetivamente, identificar todos os meios possíveis para a redução dos impactos que estão sendo sofridos pelos usuários;

- A metodologia da revisão tarifária precisa produzir incentivos para oferta, pelo monopólio, de tarifas competitivas (inferiores ao price cap), capazes de aumentar e não reduzir ainda mais os volumes comercializados pela concessionária. Primeiro reduzem-se as tarifas e depois se aumenta o volume, jamais o contrário;

- Não violará qualquer regra contratual e ainda atenderá ao interesse público se o regulador instigar o monopólio, no âmbito do desenvolvimento do plano de negócios a ser submetido à AGEPAR e à Sociedade paranaense, a refletir sobre as tarifas requeridas para que sua rede seja competitiva em relação aos substitutos, propiciando desenvolvimento econômico, ampliação das redes e outras finalidades públicas.

Um outro aspecto que precisa ser salientado refere-se à necessidade de que o **Plano de Negócios da COMPAGAS seja tornado público e colocado em consulta pública pela Agência Reguladora**. Este documento (e suas projeções de volume, plano e cronograma de investimentos, etc.) precisa ser analisado antes da finalização das metodologias adequadas requeridas pela regulação do serviço público concedido.

É absolutamente desigual que a concessionária possa sugerir metodologias ciente do seu plano de negócios, enquanto os usuários precisam submeter suas contribuições sem qualquer informação acerca dos planos propostos pelo monopólio ao Regulador.

Como o resultado da RTP será um preço teto (*PRICE CAP*), é importante iniciar a revisão tarifária com a identificação clara do preço máximo que o monopólio entende viável praticar.

Considerando as metas obrigatórias do contrato de concessão, sugere-se que o ponto de partida da revisão tarifária seja descobrir qual a margem bruta a ser praticada pela COMPAGAS que torna viáveis e competitivos os investimentos obrigatórios do monopólio.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 175
Mov. 17

Obtida esta informação, necessária à avaliação dos investimentos a serem feitos e previstos no Plano de Negócio apresentado pela concessionária, cabe a AGEPAR indagar a COMPAGAS se esta estará disposta a praticar margens reduzidas e não discriminatórias, tendo em vista as possibilidades conferidas ao monopólio pelo regime contratual intitulado *PRICE CAP*. Sem meias palavras, a AGEPAR deveria divulgar, por exemplo, o preço máximo viável para que as redes da COMPAGAS sejam capazes de competir na entrega de gás em relação aos substitutos.

Identificado o patamar de margem máxima que torna o monopólio viável, a revisão tarifária, doravante, teria por propósito verificar se a concessionária tem o direito de praticar este preço máximo, ou se as regras contratuais impõem-lhe preço máximo inferior.

No âmbito desta conferência, seriam analisados os itens adiante especificados e outros itens relevantes. Adiante, voltaremos a estes tópicos de maneira mais detida e pontual.

3) Taxa de remuneração regulatória

Embora esteja claro que o tema do WACC será definido em apartado, é digno de destaque a atenção da AGEPAR na Nota 1, quanto à metodologia de cálculo do WACC, especialmente quando ela diz: "*O contrato de concessão deixa algumas dúvidas sobre a forma exata dos critérios a serem utilizados para o cálculo da taxa de remuneração (WACC), especialmente ao se levar em conta os conceitos fundamentais definidos pela teoria em finanças e as práticas comumente adotadas pelas empresas e instituições ao tratar desse tema e implementar de fato o cálculo do WACC. Há também dúvidas sobre algumas variáveis trazidas no contrato que divergem da interpretação exata e amplamente aplicada da teoria de finanças no que diz respeito a este aspecto.*"

Estamos ansiosos para que a metodologia do WACC seja finalizada adequadamente, assim como confiantes de que a essência do Contrato - que previu um WACC e não um CAPM - será respeitada. Por isso, adiante, ao longo de nossas considerações sobre a metodologia da Margem Bruta requerida, pressupomos o emprego de taxa de remuneração do capital equivalente ao WACC (na casa de 7,3% a.a.) e não ao CAPM (na casa de 8,7% a.a).[1]

[1] Se a opção regulatória for por privilegiar legendas mal pensadas de fórmula do anexo do contrato, aplicando-se o CAPM na casa de 8,7% e não o WACC corretamente calculado, então a margem será elevada indevidamente em até 6%, o que pode representar um AUMENTO na casa de 4 centavos por metro cúbico na margem média.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 176
Mov. 17

4) A base de remuneração regulatória líquida precisa ser fiscalizada e auditada

O combate a base de remuneração excessiva deve ser uma prioridade absoluta da AGEPAR durante o processo de revisão:

- Se nada for feito pelo Regulador, a base de remuneração regulatória a ser remunerada poderá alcançar o patamar de R$ 1 bilhão, o que é de 3 a 4 vezes maior(!) que as bases de remuneração da Sulgás e da SC Gás, que possuem redes bem maiores que a da Compagas.

- Cada 250 milhões a menos na base de remuneração promove 10 centavos por metro cúbico de redução nas margens.

Quando da Consulta Pública n. 01/2021, relativa ao Plano Estadual para o Setor de Distribuição de Gás Canalizado, a Fiep indicou que a base de ativos da Concessionária, relativa ao primeiro contrato, estava indevidamente majorada pela troca da taxa de depreciação dos ativos em rede da Concessão, decorrência anticoncorrencial do 1º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão. Nesse contexto, cumpre observar que uma parcela dos efeitos dessa majoração se faz sentir na base de remuneração regulatória inicial do Novo Contrato, pois o ativo não depreciado do período contratual anterior está incluído no Ativo financeiro existente em 31 de dezembro de 2021 e que será incluído na BRRL. O ideal seria que a AGEPAR reconhecesse esse problema e estudasse uma forma de resolvê-lo, tendo em vista sua importância para os usuários. Ademais, as seguintes medidas também são essenciais:

- Conferência dos ativos, mediante laudo emitido por empresa de auditoria especializada, quanto à sua existência e utilidade, pois somente podem ser considerados na base ativos relacionados com a prestação do serviço e com base em critérios de elegibilidade e prudência;

- Os respectivos valores, depreciação já incorrida, etc. precisam ser conferidos, sem o que não se terá uma valoração adequada da base de remuneração;

- O custo de implantação de cada rede deveria ser o valor máximo a ser reconhecido, promovendo-se na sequência uma redução desse valor proporcional à ociosidade da rede;

- Deveria ser estabelecido um prazo máximo para alcance da produtividade desejada da rede, a partir do qual a glosa por ociosidade deveria ser aplicada.

Outra medida essencial para se amenizarem os efeitos da desproporcional base de remuneração da COMPAGAS envolve o adequado reconhecimento dos passivos regulatórios do monopólio, abatendo-os da base de remuneração, em benefício da modicidade tarifária.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 177
Mov. 17

Como já tínhamos alertado na tomada de subsídios, a cláusula 10.3 do novo contrato de concessão tornou excessivas as tarifas praticadas desde 1º de janeiro de 2022, ensejando créditos que precisam ser compensados em favor dos usuários na primeira revisão periódica.

Ao tempo em que foi promissor verificar que a AGEPAR atentou para este fato, reconhecendo a necessidade de tratamento dos efeitos da cláusula 10.3, parece-nos indefensável postergar tal medida, permitindo que a concessionária postergue a cobrança de tarifas indevidas, ainda que seja por um dia apenas.

Assim, à toda evidência será essencial, na RTP, **calcular os passivos regulatórios** a serem computados na base de remuneração a ser considerada no primeiro ciclo do novo contrato, pertinentes a exclusão do cálculo das margens vigentes em benefício dos usuários, tanto da depreciação como da remuneração relativa à base de investimentos existentes em 31 de dezembro de 2021.

Ressalte-se, ademais, que os passivos decorrentes da cláusula 10.3 do Contrato de Concessão não são os únicos passivos regulatórios que precisam ser reconhecidos em desfavor do monopólio, como se vê da listagem exemplificativa a seguir, na qual os classificamos em termos de passivos mencionados e não mencionados na Nota 1:

A. PASSIVOS NÃO MENCIONADOS NA NOTA 1

a. Efeitos da troca da taxa de depreciação não foram apuradas pela AGEPAR e os subterfúgios do monopólio para não restituir os usuários (suposto saldo de Conta de Tarifas a Compensar) não são compatíveis com a quitação dada pela COMPAGAS na renovação contratual. Este assunto é de conhecimento da AGEPAR em detalhes, na medida em que consistem em causa de pedido de ACP ajuizada pelo SINDILOUÇA e pelo SINPACEL;

b. Ganhos infundados obtidos pela concessionária com a simultaneidade de dois aspectos: aumento do preço do gás e aplicação de cláusulas de *take or pay*;

c. Transferência à modicidade tarifária dos créditos, relativos a restituição do PIS/COFINS incidente sobre o ICMS, precisa ser integral. Se R$ 100 milhões estão sendo abatidos da base de remuneração, ainda falta a compensação de pelo menos R$ 50 milhões.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 178
Mov. 17

B. PASSIVOS MENCIONADOS NA NOTA 1

a. Desde 1 de janeiro de 2022, estão sendo formados passivos regulatórios adicionais em desfavor da COMPAGAS em decorrência da aplicação da cl. 10.3 do Contrato de Concessão, passivos esses que precisam ser considerados na revisão tarifária. Em nossas contas, adiante, estamos considerando R$ 164 milhões.

b. A Outorga foi paga apenas um ano após a data base da base de remuneração, o que gera um passivo regulatório de R$ 80 milhões.

Se considerados apenas os itens mencionados na Nota 1, o correspondente impacto tarifário seria da seguinte ordem:

A. Considerado a remuneração pelo WACC: **5 centavos ou 8% de redução na margem;**
B. Considerando, equivocadamente, a remuneração do monopólio pelo CAPM: **5,7 centavos, ou 8,6% de redução de tarifas.**

5) Custos operacionais eficientes (OPEX)

No âmbito da tomada de subsídios, fizemos relevantes apontamentos sobre os excessivos custos operacionais da COMPAGAS, aspecto este que até mesmo seu presidente reconhece, como se observa da seguinte matéria:[2]

> *"Desde que estou aqui (janeiro de 2019) promovemos três Programas de Demissão Voluntária (PDV), com uma redução de 15% no quadro de funcionários. Nossas despesas estão cada vez menores, com uma redução de 22% entre 2018 e 2020. Então, há um esforço para reduzir despesas"*

Na mesma matéria, o presidente da COMPAGAS indica que seus investimentos passados também foram exagerados, circunstância esta que contamina seus custos operacionais, tornando-os ineficientes.

> *"O que pesa? Somos remunerados com nosso investimento na expansão da rede. Quando o contrato foi firmado, em 1994, não tinha meta de expansão, expande para onde a Compagas quiser e do jeito que quiser e, expandindo, joga isso na margem. Pelo volume que a gente distribui hoje, entre 900 mil metros e 1 milhão de metros cúbicos ao dia, não se justificaria, por exemplo, algumas expansões que foram feitas na nossa rede. A rede é pequena, mas poderia ser menor para ser otimizada."*

2 [1]https://www.gazetadopovo.com.br/parana/presidente-da-compagas-tarifa-vai-diminuir-mas-tera-de-bancar-outorga/

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 179
Mov. 17

Por esses motivos, a hipótese de considerar o menor valor unitário da COMPAGAS, dos últimos 5 anos, não deve ser uma alternativa que direcione a Companhia suficientemente no sentido da eficiência.

Sugerimos, assim, ainda na tomada de subsídio, que o menor valor unitário da COMPAGAS dos últimos 5 anos seja considerado, quando muito, como teto para a aplicação da metodologia a ser escolhida.

Também demonstramos (na tomada de subsídios) que outro aspecto a ser precisa ser considerado pela AGEPAR refere-se à necessidade de garantir que os resultados das projeções sejam referentes, exclusivamente, às despesas operacionais estritamente necessárias à prestação dos serviços, não podendo ser consideradas as despesas não essenciais[3] incorridas pelas distribuidoras.

A título de exemplo, mostramos que a Companhia regulada contratou serviços de natureza jurídica, contábil e econômico-financeira que tiveram por propósito a defesa da majoração de seus lucros, tema de interesses de seus acionistas, a exemplo de consultorias e pareceres contratados pela Concessionária com o objetivo de se apropriar, sem compartilhar com os usuários, da recuperação do crédito de PIS/COFINS sobre ICMS. A Companhia sustentou em diversos momentos, com base nos aludidos pareceres e produtos de consultorias que contratou no interesse preponderante de seus acionistas, que tais verbas não seriam de titularidade dos usuários. Nada há, portanto, que justifique a inclusão destes expressivos valores em eventual menor valor unitário histórico da empresa.

Quanto à metodologia para apuração dos custos, ressaltamos no âmbito da tomada de subsídios que deveria ser privilegiado o benchmarking em relação à construção de um modelo de empresa de referência:

> **Cálculo do custo unitário eficiente de uma empresa de referência:** Quanto à alternativa consistente no cálculo do custo unitário eficiente de uma empresa de referência, via análise envoltória de dados, a partir de amostra de outras empresas do setor, entende-se que não é recomendável a sua adoção, tendo em vista que o cálculo do custo unitário de empresa de referência é uma opção metodológica bastante complexa, que exige um conhecimento muito preciso da atividade de distribuição e demandaria tempo e mobilização de equipe técnica altamente especializada. A despeito da indiscutível competência e seriedade do corpo técnico da AGEPAR, entende-se que tal esforço seria muito difícil de ser concretizado no tempo disponível.
>
> **Recurso a *benchmarking* (melhor alternativa):** O recurso a *benchmarking* de custos operacionais eficientes de outras distribuidoras nos parece a melhor alternativa, pois representaria uma simulação de condições de competitividade, à luz de outras empresas do setor, e permitiria a exigência de real eficiência no dispêndio de recursos pela Concessionária.

[3] Pagamento de bônus, gratificações, etc. a diretores e de funcionários, **publicidade, apoio institucional a programas de televisão, ainda que estes programas se dediquem ao mais relevante jornalismo**, propaganda, brindes, patrocínios, doações de qualquer natureza, Remuneração de diretoria; Contratação de serviços independentes de natureza jurídica, contábil, econômico-financeira, no interesse preponderante dos acionistas; contribuição para associação de classe, como a ABEGAS, dentre outras.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 180
Mov. 17

Para o ***benchmarking,*** continuamos acreditando que se deve ter o cuidado de realizar o levantamento com base em distribuidoras com alto grau de eficiência em seus gastos, o que poderia ser evidenciado pelas distribuidoras que praticam menores margens de distribuição.

Adicionalmente, reiteramos a importância de se aplicar, nesta e nas futuras revisões tarifárias, um mecanismo de controle e de glosa de **despesas, especialmente das despesas mais discricionárias** da concessionária, não essenciais à prestação dos serviços concedidos, cujo ônus financeiro não pode ser imputado ao usuário:

- Pagamento de bônus, gratificações, etc. a diretores e de funcionários;
- Publicidade, propaganda, brindes;
- Patrocínios;
- Doações de qualquer natureza;
- etc.

Ainda, em relação a **despesas gerenciáveis**, ainda que necessárias, deve ser estabelecido teto de gastos, *acima do qual o ônus financeiro deve ser arcado pelo acionista*:

- Remuneração de diretoria e de empregados da alta administração;
- Contratação de serviços independentes de natureza jurídica, contábil, econômico-financeira, e de gestão;
- Serviços de informática.

No âmbito dos custos, o regulador não pode olvidar de seu papel de corrigir as falhas de mercado decorrentes da atuação do monopólio.

Ora, é lógico que, se houvesse possibilidade de concorrência entre redes de gás de distintas distribuidoras, certamente as indústrias poderiam ser atendidas por terceiros operadores de redes mais baratas. Tanto que os custos da rede da SCGás ou da Sulgás são muito inferiores ao custo das redes da COMPAGAS.

Se isso não é possível em prol do desejo de maior amplitude das redes, circunstância que fundamenta o estabelecimento de um monopólio, o controle de preços / tarifas deste passa a ser essencial, motivo pelo qual a regulação deve combater e compensar a capacidade de abuso do monopólio.

Portanto, <u>no tocante à Nota 1</u>, é inadequada a utilização de valores médios do próprio monopólio como parâmetro de custos operacionais e despesas, tendo em vista que, neste caso, estar-se-á a desistir de corrigir as falhas de mercado, ou seja, desistir de fazer com que a regulação faça o papel da competição que seria verificada se o monopólio não existisse, papel fundamental do regulador.

Em síntese, o que justifica o monopólio é a busca de tarifas menores do que aquelas que seriam obtidas se este não existisse, assim como de oferta de serviço mais ampla do que seria verificada caso o monopólio não existisse.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 181
Mov. 17

Contudo, a realidade do monopólio paranaense de gás é que a oferta tem sido menor com custos maiores que os demais estados, exigindo do regulador medidas direcionadas à correção desses rumos sob pena de flagrante desvio de finalidade da regulação. Com custos por m3 da COMPAGAS no dobro da congênere (SC Gás), há que se ter rigor nos parâmetros de eficiência.

Para se verificar o quanto é insuficiente o *framework* metodológico proposto pela AGEPAR, caso se utilize o mínimo ao invés da média, ter-se-á a diminuição de apenas 1 centavo na margem ou queda de 1,3%.

Assim, faz-se necessária uma metodologia mais robusta para obtenção de custos eficientes, como se verifica a partir dos seguintes elementos comparativos.

- Na comparação de custos (nominais) por km, a operação da COMPAGAS, em 2022, custou R$ 83 mil / Km, ao passo que a SC Gás custa R$ 62 mil / km e no RS a Sul Gás custa R$ 59 mil /Km;

- Na comparação de custos (nominais) por volume, em 2022, a COMPAGAS apresenta R$ 0,182 / m3 enquanto SC R$ 0,123 / m3 e no RS a Sul Gás custa R$ 0,107 / m3.

Assim, reiteramos nossa sugestão apresentada na tomada de subsídios de que os custos e despesas operacionais levem em conta a média verificada na operação de outras empresas (benchmarking).

Ressalte-se, ainda, que, com a desestatização da COPEL, a COMPAGAS passou a ser uma empresa privada, com possibilidades de gestão muito melhores.

Posto isso, ao invés de se utilizar um mínimo ou uma média de custos OPEX ineficientes, é essencial que se utilizem parâmetros minimamente de mercado, ainda que de outros monopólios que também são muito pouco eficientes. Por exemplo, caso se utilize como parâmetros de custos a média dos últimos 5 anos de valores corrigidos (preços de 2023 pelo IPCA/IBGE) das 3 companhias do Sul, Compagás, SC Gás e Sul Gás, o OPEX, ainda que se mantenha elevado, será bem mais adequado, como se observa da tabela a seguir apresentada, que contém os valores para cada ano e a média dos últimos 5 anos (2018 a 2022) dos custos por volume e por extensão de rede a preços de 2023:

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 182
Mov. 17

	2022	2021	2020	2019	2018	média
OPEX/km PR	92.343	118.719	93.019	106.156	133.519	108.751
OPEX/km SC	68.937	68.237	70.516	69.956	70.972	69.724
OPEX/km RS	65.808	66.685	65.784	83.526	89.185	74.198
OPEX/VOL PR	0,2014	0,1316	0,1377	0,1686	0,2532	0,1785
OPEX/VOL SC	0,1370	0,1523	0,1105	0,1190	0,1167	0,1271
OPEX/VOL RS	0,1182	0,1489	0,1174	0,1256	0,1331	0,1286
OPEX em reais mil PR	79.784	101.149	78.322	88.428	110.020	91.541
OPEX em reais mil SC	98.856	91.711	88.780	85.416	82.115	89.376
OPEX em reais mil RS	92.723	91.825	84.861	101.317	102.206	94.587
Km PR	862	852	842	833	824	843
Km SC	1.434	1.344	1.259	1.221	1.157	1283
Km RS	1.409	1.377	1.290	1.213	1.146	1287
Vol PR	396.158.225	768.639.265	568.618.170	524.492.225	434.460.230	538.473.623
Vol SC	721.580.000	602.000.000	803.087.235	717.953.245	703.905.740	709.705.244
Vol RS	784.557.245	616.850.000	722.700.000	806.864.985	768.129.725	739.820.391

A média das 3 empresas monopolísticas nos 5 anos a preços de 2023 nos levam a:

OPEX por km média PR SC e RS	84.224
OPEX por m3 média PR SC e RS	0,1447
OPEX em reais média PR SC e RS	91.834

A partir dos dados acima de cada monopólio distribuidor, vê-se que apesar de extensão e volume serem maiores na SC Gás e na SulGás que na Compagas, os custos em reais dessa última empresa, na média de 5 anos, são maiores que os custos da SC Gás e quase equivalentes aos da Sulgás, cujos volumes movimentados e extensão de rede são muito maiores, o que demonstra como são ineficientes os custos do monopólio paranaense. Dessa forma, a média de custo por km das três empresas supera a média de SC e RS; o mesmo ocorre com os custos por volume. Apesar disso, a utilização dos custos médios das 3 empresas é menos prejudicial aos usuários do que a utilização da média ou mínimo da dos custos ineficientes da própria Compagas.

Destacamos que os custos acima não consideraram glosas nos custos operacionais, pois essas dependem de informações adicionais que não temos, mas que certamente estarão à disposição da AGEPAR. Por este motivo, acreditamos que os custos operacionais poderão ser ainda menores do que estes ora indicados.

6) CAPEX

Consequência da não entrega do plano de trabalho no prazo

A concessionária está atrasada na apresentação do plano de negócios, circunstância que prejudica a análise da metodologia de revisão da margem e, especialmente, sua inclusão no plano de negócios base da próxima revisão tarifária.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 183
Mov. 17

Nesse contexto, parece-nos mais apropriado que a revisão deste primeiro ciclo tarifário seja implementada sem investimentos em CAPEX, ou que, alternativamente, estes investimentos sejam feitos somente conforme a média do adensamento que vem sendo observado nos últimos anos.

Nem se diga que essa postergação do plano de investimentos, causada pela demora da empresa, possa ser motivo para a postergação da revisão, especialmente se esta produzirá uma redução da margem bruta extremamente elevada, afinal a mora da concessionária em cumprir seu prazo contratual não pode jamais implicar o recebimento de tarifas maiores que as devidas.

Gestão dos riscos associados ao CAPEX

Como indicamos no final do ano passado na tomada de subsídio conduzida pela AGEPAR, o Contrato de Concessão é extremamente desequilibrado na alocação dos riscos de demanda, alocando aos usuários o risco de demanda nas projeções de volume propostas pela Concessionária e acatadas pela AGEPAR.

Nesse contexto, para assegurar a qualidade dos investimentos e a mínima "racionalidade de mercado" nas extensões da rede de distribuição, é importante exigir da COMPAGAS extremo rigor na projeção de demanda e na comprovação da qualidade e da racionalidade econômica dos investimentos propostos para cada ciclo tarifário. Se a COMPAGAS tivesse competidores diretos na exploração de redes de distribuição de gás, quem a penalizaria pela sua ineficiência seriam seus concorrentes; pela situação de monopólio, quem deve proteger os usuários dessa ineficiência é a Agência.

Portanto, a AGEPAR deve exigir da concessionária informações mais profundas acerca dos planos de investimento, como já havíamos indicado na tomada de subsídios (incluindo os objetivos dos investimentos propostos, projeção de respectivos volumes, e as estratégias de execução das obras, premissas de cenário macroeconômico, de mercado, premissas para se confirmar a efetiva realização de investimentos previstos, condições pertinentes à competitividade do gás canalizado com seus substitutos, cenários de projeção de volumes, estimativa de todos os custos necessários à prestação dos serviços e quaisquer outros aspectos relevantes), sendo insuficiente a previsão de que informações superficiais poderão, **facultativamente**, ser apresentadas no campo de observações, como se verifica na p. 17 da Nota 1.

Em síntese, considerando o histórico da Companhia informado pelo seu próprio presidente - no sentido de que as expansões se deram: *"onde a Compagas quiser e do jeito que quiser e, expandindo, joga isso na margem"; bem assim que, "Pelo volume que a gente distribui hoje, entre 900 mil metros e 1 milhão de metros cúbicos ao dia , não se justificaria, por exemplo, algumas expansões que foram feitas na nossa rede"*; e que a *"rede é pequena, mas poderia ser menor para ser otimizada"* , a AGEPAR precisa ter por missão assegurar que o monopólio seja direcionado no sentido da eficiência.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 184
Mov. 17

Os investimentos só podem ser aprovados pela AGEPAR e executados pela empresa após rigorosa análise dos estudos de viabilidade que forem apresentados, como estudos de impacto ambiental, demonstração de projeções de demanda sólidas, etc., sem o que estar-se-á atribuindo riscos desmedidos aos atuais e aos futuros usuários.

Não há qualquer fundamento na pressuposição, ainda que implícita e certamente equivocada, de que os investimentos previstos como obrigatórios dispensam este rigor. Pelo contrário, justamente por serem obrigatórios, o rigor deve ser maior, exigindo-se maior esforço da concessionária na construção inteligente de uma forma de atendimento racional do contrato e maior atenção da AGEPAR para conferir tal demonstração de viabilidade, evitando-se que investimentos tidos por relevantes sejam prego no caixão da concessionária, prejudicando a sociedade e os usuários.

Cumpre observar que, a despeito de as metas de investimento estarem previstas contratualmente como obrigatórias para o primeiro ciclo tarifário, cabe à Concessionária apresentar **estudo de viabilidade econômica para cada investimento** a ser realizado, com aprovação da viabilidade pela AGEPAR antes da consideração deles no cálculo da margem e da execução pela Concessionária, para que sejam executados apenas os investimentos viáveis (com o adequado retorno financeiro) e fundamentados. A Concessionária não deve executar um plano de investimento que não seja compatível com um valor competitivo para a margem de distribuição. Eventual inviabilidade econômica de parte dos investimentos previstos como obrigatórios deve ser objeto de estudos mais aprofundados, até se encontrarem soluções com melhor custo-benefício, ou mesmo de solução consensual com o Estado do Paraná e com a anuência da AGEPAR, de forma a assegurar que a Concessionária não é obrigada a promover desperdícios e, menos ainda, de colocá-los na conta do usuário.

Se, não obstante tais elementos, se concluir, equivocadamente, que investimentos relativos às metas obrigatórias do primeiro ciclo tarifário devam constar do plano de investimento – a despeito da não comprovação da viabilidade e da segurança quanto aos impactos –, será altamente prudente que eles **tenham sua realização programada para o último ano do ciclo**, propiciando maior tempo para elaboração dos estudos e para análise dos impactos nas margens atuais, que já são muito elevadas. Assim, estes poderão ser executados após avaliação minimamente criteriosa e análise pública pela AGEPAR, com o apoio de consultas públicas aos usuários e aos demais interessados, e após a obtenção das devidas licenças e autorizações dos órgãos ambientais.

Ressaltamos que não há qualquer regra que proíba a realização desses investimentos no último ano do ciclo, pelo contrário, a prudência recomenda tal medida. Na verdade, **tais medidas são tão necessárias que foram previstas pela AGEPAR para todos os demais investimentos que serão feitos pela concessionária ao longo da concessão (p.18).**

Necessidade de consideração das condições de mercado, preço dos substitutos etc.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 185
Mov. 17

Segundo a cláusula 16.9 do Contrato, "*o processo de RTP tem como objetivo revisar a Margem Bruta Requerida, considerando a estrutura de custos e* ***de mercado da Concessionária****, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas, o Plano de Negócios, as metas mínimas para o Ciclo Tarifário e a preservação do Equilíbrio Econômico-Financeiro*".

Não será fácil conciliar objetivos tão distintos, principalmente num contexto que, conforme disciplina a cláusula 16.17 do contrato, as tarifas devem ser a mesma para cada segmento e perfil de uso em toda área da concessão, *verbis:*

> *16.17 As tarifas serão postais, não levando em conta o fator localização geográfica dos Usuários e,* ***em nenhuma hipótese, poderá haver diferenciação tarifária entre Usuários de mesmo segmento e perfil de uso****.*

Por esta regra, as altas margens dos usuários existentes deverão ser as mesmas a serem pagas pelos novos usuários, inclusive daqueles que consumirão o gás no eixo Londrina - Maringá, principal meta de investimento do primeiro ciclo tarifário.

Assim, os usuários atuais e os novos serão igualmente prejudicados pelas altas margens do monopólio.

Tal constatação impõe uma premissa muito clara aos estudos da revisão tarifária: os estudos de viabilidade dos projetos de rede de distribuição no interior (inclusive do CAPEX relativo às metas obrigatórias no primeiro ciclo, relativo ao gasoduto Londrina - Maringá), tendo em vista as margens praticadas, indicarão que a viabilidade dos projetos de expansão é **absolutamente improvável**.

Quando consideradas as margens da COMPAGAS, os usuários optarão pelos substitutos, tornando muito difícil confirmar a viabilidade dos projetos de expansão da concessionária:

- O gás comprimido (GLP, Biometano ou GNL) entregue por caminhão será mais competitivo que o gás na rede da COMPAGAS;
- Os combustíveis líquidos competem muito mais facilmente com o GNV proveniente de eventuais postos conectados à rede da Concessionária;
- As indústrias com caldeiras à biomassa serão mais eficientes que aquelas convertidas para gás, dificultando a competitividade das indústrias em que a matéria prima é a *commodity*, como é o caso da indústria de café solúvel.

Talvez seja este cenário que esteja fazendo com que a COMPAGAS faça propostas que, embora previsíveis, são incoerentes e sem sentido econômico. **Referimo-nos, por exemplo, ao propósito de pagar mais barato pelo biometano do que se paga pelo Gás Natural.** É flagrante que a estratégia da COMPAGAS é transferir a ineficiência das redes e da margem do monopólio para o produtor de biometano.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 186
Mov. 17

O sucesso dessa estratégia é muito improvável, pois não faz sentido algum se pressupor que o produtor de Biometano aceite vendê-lo por preço inferior ao do GN entregue no mesmo local que o biometano será consumido. Ainda mais se considerado que o biometano gera direito a créditos carbono no planeta da economia verde. A solução para este problema pode ser endereçada pela AGEPAR, pois envolve tão somente uma boa regulação do monopólio e respeito à liberdade econômica.

A AGEPAR precisa exigir, ou ao menos incentivar, que a COMPAGAS apresente na revisão tarifária um Plano de Negócios que implique efetiva redução de sua margem em todo o estado, sob pena de suas redes ficarem ociosas e, inclusive, os supridores de produtos substitutos (i) injetarem seu gás apenas no gasoduto de transporte ou (ii) distribuí–lo aos potenciais usuários das redes da COMPAGAS pelo modal rodoviário ou por postos de GNV isolados ou conectados diretamente nas unidades de processamento.

Está nas mãos da AGEPAR fazer com que o monopólio não ignore os substitutos do gás canalizado da COMPAGAS. Se o custo de movimentação por meios alternativos ao gasoduto de distribuição tiverem preço mais acessível, as redes da COMPAGAS no interior serão completamente inviáveis e os respectivos investimentos, desperdiçados.

Se isto ocorrer, a AGEPAR precisa assegurar que os usuários, que estão alertando estes riscos tanto do poder concedente quanto do monopólio, não sejam, futuramente, chamados a pagar esta conta.

Os percalços da COMPAGAS não se encerram por aí. Conforme os usuários atuais do monopólio forem migrando para produtos substitutos, mais cara será a margem requerida pela empresa.

Enfim, num cenário de margens elevadas, é provável que os produtos substitutos (GLP, Biometano, GNL, Biomassa, óleo diesel etc.), quando seu consumo não puder ser local, seja distribuído por outras distribuidoras (de GLP, de GNL, de combustíveis líquidos etc.), nos casos em que seus produtores não tiverem interesse ou capacidade na venda/distribuição direta, reduzindo ainda mais a distribuição de gás pelas redes do monopólio estadual.

Essa realidade deve ser considerada pela COMPAGAS na revisão periódica, cumprindo à AGEPAR exigir da COMPAGAS a demonstração de que os volumes que está a considerar serão efetivamente viáveis diante das elevadas margens praticadas pela distribuidora.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 187
Mov. 17

Vejam-se, neste contexto, por exemplo, as seguintes relevantes cláusulas do contrato de concessão:

> "PLANO DE NEGÓCIOS: é o documento apresentado pela Concessionária para cada Ciclo Tarifário, à AGEPAR, que contém, no mínimo, os objetivos, os investimentos propostos, **projeção de volumes e as estratégias de execução**, **sujeitos às premissas** de cenário macroeconômico, **do mercado**, de **investimentos, de competitividade**, volumes contratados, estimativa de todos os custos necessários à prestação dos Serviços Locais de Gás Canalizado e **ao alcance dos objetivos pretendidos em cada Ciclo Tarifário;**"
>
> 16.17 As tarifas serão postais, não levando em conta o fator localização geográfica dos Usuários e, **em nenhuma hipótese, poderá haver diferenciação tarifária entre Usuários de mesmo segmento e perfil de uso."**

Diante dessas cláusulas, é inequívoco que essa revisão tarifária terá por propósito principal verificar a viabilidade de competição da COMPAGAS com o provimento de substitutos, sendo dever da empresa monopolista adotar todas as providências a seu alcance, e demonstrar que fez isso para alcançar essa condição de competitividade, o que certamente implica em propor à AGEPAR informar aos usuários que não pretende praticar os preços tetos que poderiam ser deferidos pelo regulador.

Nesse contexto, acreditamos que a própria concessionária concordará com as sugestões da AGEPAR e dos usuários que tenham por propósito reduzir a margem requerida, tendo em vista que essa redução deve ser um objetivo do próprio monopólio das redes na competição com os substitutos, sem o que corre o risco de colapsar. Por todos esses motivos, em termos de CAPEX, sugerimos os seguintes ajustes na Nota 1:

- Todos os investimentos – e não apenas os facultativos – devem ter sua viabilidade comprovada;
- Se for incerta a viabilidade de que os investimentos novos sejam pagos pelo volume adicional e, mesmo assim, forem mantidos (circunstância não recomendada), os novos investimentos deverão ser postergados para o período final do ciclo de 5 anos;
- O CAPEX a ser considerado precisa ser competitivo e eficiente.

Posto isso, para fins da análise dos impactos que adiante será empreendida, consideramos um investimento total de R$210 milhões no próximo ciclo (R$150 milhões na expansão e R$60 milhões na saturação), divididos em 5 tranches anuais proporcionais ao crescimento da rede em cada ano. Contudo, estamos a considerar a expansão de rede nos últimos dois anos do fluxo, tendo em vista a necessidade de se ter mais tempo para demonstração da viabilidade da mesma.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 188
Mov. 17

7) Variação do capital de giro

De acordo com a metodologia sugerida pela AGEPAR, estimamos, com os dados de 2022, um ciclo operacional de 37,6 dias e um prazo de fornecedores de 35,7 dias, o que implica numa necessidade de capital de giro de 2,0 dias de vendas.

8) Outras receitas

A Nota 1 nos pareceu incoerente no tocante ao compartilhamento de receitas.

Conforme já tínhamos alertado sobre tal aspecto na tomada de subsídios, as *receitas correlatas*, tendo em vista a necessidade de que as respectivas atividades sejam prestadas pelo monopólio, devem ser integralmente levadas à modicidade tarifária, a menos que haja uma completa segregação dos custos e que os preços dessas atividades sejam regulados/controlados pela AGEPAR de forma segregada das tarifas. Se apenas uma pequena parcela das receitas correlatas for levada à modicidade, nenhum custo ou despesa incorrido para obtenção dessas receitas deveria ser considerado no cálculo da margem bruta, sob pena de o monopólio ter um lucro altíssimo, por exemplo, com cortes e religações de serviços.

De forma semelhante, no tocante às receitas acessórias, o percentual levado à modicidade tarifária parece pequeno. Assim, reiteramos nossa sugestão feita no âmbito da tomada de subsídios, no sentido de que seja levado, em regra, à modicidade tarifária um percentual mais elevado das receitas acessórias (sugerimos, em princípio, 35%), cabendo à concessionária demonstrar a necessidade de percentuais menores, nos casos em que esse percentual comprovadamente não puder ser aplicado. Apenas nos pareceu adequado o percentual previsto para os projetos associados.

Cumpre observar, ademais, quanto às receitas auferidas pela Concessionária correspondentes à **diferença entre o custo real do gás os custos indicados nas notas fiscais de compra** (por exemplo, diferenças decorrentes de variações no preço do gás em dado momento e aquele garantido à concessionária por **contratos de gás/opções de compra/cláusulas de take or pay etc.**), que tais diferenças devem ser atualizadas financeiramente pela SELIC e consideradas integralmente na apuração do "custo real do gás" a ser considerado e **repassados aos usuários**, em subsunção à Cl. 16.24 do Contrato.

Afinal, a compra de gás é indissociável do objeto principal da Concessão, e eventuais receitas obtidas em decorrência da aludida diferença do preço/custo do gás no tempo não se subsume às definições contratuais de Receitas Acessórias ou extraordinárias, devendo ser repassadas integralmente aos usuários. Importa observar que nos últimos

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 189
Mov. 17

anos a Concessionária obteve vultosas receitas com essa prática, cabendo à AGEPAR abater tais saldos da BRRL-0, já que não foram considerados na conta gráfica.

9) Tributos sobre a renda

Em termos de tributos sobre a renda, a metodologia deve exigir uma demonstração precisa e detalhada dessas incidências, que considere, inclusive, eventuais benefícios tributários, evitando-se ganhos ou perdas com os mesmos.

10) - Volume - necessidade de consideração de todos os volumes não térmicos, assim como dos efeitos da elasticidade preço-demanda

Em primeiro lugar, no tocante ao Volume, será importante considerar o retorno da operação da FAFEN, sendo que há dados históricos sobre o uso de gás desta instalação para se promover um cálculo mais apurado do volume a ser considerado.

Além disso, é essencial que se reconheça os efeitos do preço do gás no volume a ser distribuído. Assim, por exemplo, se a margem bruta atual situa-se na casa de 80 centavos por metro cúbico e os resultados da margem bruta requerida indicarem, por exemplo, uma redução de 23% nesta margem, considerando o preço da molécula em torno de R$3,00, haverá uma redução na tarifa de R$ 3,8 por m3 para R$ 3,60 por m3, ou seja, uma redução de 5,2% no preço do gás para os usuários do monopólio distribuidor.

A partir dessa redução, deve-se considerar a indução de um maior volume de venda. Por exemplo, se a elasticidade preço de demanda, for de 1,3, então a redução tarifária implicará num aumento de volume de 6,8% (5,2% x 1,3).

Esse aumento de volume, por seu turno, reduz a margem bruta requerida. Este processo deve ser implementado sequencialmente, até que as diferenças passem a ser pouco significativas.

Em síntese, é importante que a AGEPAR incorpore em sua metodologia de cálculo da margem bruta requerida os efeitos da elasticidade preço-demanda.

No tocante ao volume de expansão, reiteramos as considerações feitas no tópico 6, que tratou do CAPEX.

11) Estrutura tarifária

Não foram fornecidas informações capazes de ensejar uma discussão sobre a estrutura tarifária. É importante que qualquer proposta de estrutura tarifária seja submetida à consulta pública.

Em termos de normas a serem consideradas na elaboração de estrutura tarifária, cabe observar a regra da cláusula 16.17 pela qual "As tarifas serão postais, não levando em

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 190
Mov. 17

conta o fator localização geográfica dos Usuários e, em nenhuma hipótese, poderá haver diferenciação tarifária entre Usuários de mesmo segmento e perfil de uso."

12) Encargos de comercialização

Trata-se de uma questão de apropriação de custos. Por ora, o mercado livre sendo ZERO, a questão é irrelevante. Aguardamos maiores informações para análise e comentários.

13) Encargos de gestão do mercado livre (FB)

Trata-se de uma questão de apropriação de custos. Por ora, o mercado livre sendo ZERO, a questão é irrelevante. Aguardamos maiores informações para análise e comentários.

14) Conclusão

Construímos 3 cenários para simular as margens brutas médias resultantes, cujas premissas são indicadas na tabela seguinte:

	cenário 1	**cenário 2**	**cenário 3**
OPEX (Média ou mínimo dos últimos anos da COMPAGAS) ou (média dos últimos anos do PR SC e RS)	Média ou mínimo dos últimos anos da COMPAGAS	(média dos últimos anos do PR SC e RS	(média dos últimos anos do PR SC e RS
Volume de partida 869 mil m3/dia	869 mil m3/dia	869 mil m3/dia	869 mil m3/dia
Percentual do OPEX direcionado pelo volume	**60%**	**60%**	**60%**
Percentual do Opex direcionado pela extensão da rede	30%	30%	30%
Percentual do OPEX Fixo	**10%**	**10%**	**10%**
FAFEN (Volume anual em m3)	0	0	180.000.000
Crescimento do volume adensamento (percentual da movimentação atual em m3 por Km)	**10%**	**10%**	**10%**
Crescimento do volume Novas redes (percentual da movimentação atual em termos de m3 por Km)	25%	25%	25%
Com termelétrica	**NÃO**	**NÃO**	**NÃO**
Taxa de remuneração do capital	8,700%	7,340%	7,340%
Com aplicação de redutor de BRRL0	**NÃO**	**SIM**	**SIM**

O primeiro cenário seria aquele mais conectado às premissas na Nota 1:

- não há compensação dos passivos com a base de remuneração;
- parte-se da base regulatória inicial, remunerada por CAPM de 8,7% ao ano;
- considera-se, como OPEX, a média do OPEX da COMPAGAS nos últimos 5 anos, assim como que tais gastos são influenciados por 60% do volume comercializado, 30% pela extensão da rede e 10% despesas fixas;
- não se considera o volume da fábrica de fertilizantes;
- Parte-se do volume de 869 mil m3 por dia (último Boletim do Gás - MME).

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 191
Mov. 17

Este cenário indica que a AGEPAR precisa reorientar suas opções em prol da competitividade e do equilíbrio entre monopólio e usuários, tendo em vista que sobressai deste cenário uma excessiva proteção do monopólio.

No segundo cenário, consideram-se as premissas do cenário anterior, ajustadas da seguinte forma, pelos motivos apresentados nas linhas acima:

- tendo em vista as cláusulas contratuais, a base regulatória inicial é deduzida de certos passivos regulatórios, conservadoramente estipulados em R$ 245 milhões;
- conforme previsto em contrato, utiliza-se o WACC de 7,34% e não o CAPM;
- Os custos operacionais foram definidos pela média dos valores da Sulgás, SC Gás e COMPAGAS dos últimos 5 anos (2018 a 2022).

No terceiro cenário, além dos ajustes do cenário 2, acrescenta-se o volume da fábrica de fertilizantes, no montante de 180 milhões de m3 por ano.

A tabela a seguir reúne os resultados dessas hipóteses:

MARGEM BRUTA REQUERIDA 1 (VP)	945,8
MARGEM BRUTA REQUERIDA 2 (VP)	766,4
MARGEM BRUTA REQUERIDA 3 (VP)	873,7
Volume 1 (VP)	1.256,5
Volume 2 (VP)	1302,0
Volume 3 (VP)	1865,7
tarifa média R$ m3 1 (antes da elasticidade)	**0,753**
tarifa média R$ m3 2 (antes da elasticidade)	**0,589**
tarifa média R$ m3 3 (antes da elasticidade)	**0,413**
tarifa média R$ m3 1 (após elasticidade)	**0,713**
tarifa média R$ m3 2 (após elasticidade)	**0,558**
tarifa média R$ m3 3 (após elasticidade)	**0,395**

Como se verifica na tabela de resultados, a margem média cai de R$0,753 no cenário 1 para R$0,589 no cenário 2, uma redução de R$0,16 centavos por m3 movimentado, antes de ser considerada a elasticidade preço da demanda. Considerando a elasticidade, o volume subiria 5,9% e a margem média cairia para R$0,558 / m3.

No cenário 3, que agrega a venda de gás para a fábrica de fertilizantes, a margem média cai para R$0,395 por m3 comercializado, já considerada a elasticidade preço da demanda.

Ressaltamos que estes valores alcançados não consideram todas as mudanças que deveriam ser implementadas pela AGEPAR em prol da proteção dos usuários, tendo em vista que diversos aspectos positivos para os usuários indicados nesta manifestação, por falta de informações, não foram considerados nos cenários analisados.

E, por fim, reiteramos nossa crença de que a AGEPAR conseguirá organizar suas forças em prol da adequada regulação do monopólio distribuidor de gás paranaense.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 192
Mov. 17

Protocolo №:	21.565.791-4
Assunto:	Relatório Circunstanciado das Contribuições recebidas na consulta pública 02/2024 – Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida referente à 1ª Revisão Tarifária Periódica do Serviço de Gás Canalizado para o período 2024-2029.
Data:	07/03//2024

8. ANEXO 8: CONTRIBUIÇÃO 8 – ABRACE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 193
Mov. 17

Contribuições ABRACE

Consulta Pública AGEPAR nº 002/2024

Objetivo: Obter contribuições, sugestões propostas, críticas e demais manifestações pertinentes, por quaisquer interessados, a respeito da Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida Máxima referente à RTP 2024-2029.

Março de 2024

BRASÍLIA
SBN - Quadra 01 | Bloco B, nº 14, salas 701/702
Ed. CNC, Asa Norte | Brasília - DF, 70041 902
(61) 3878 3500 | abrace@abrace.org.br

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 194
Mov. 17

Contribuições ABRACE

INTRODUÇÃO

Inicialmente, expressamos nossos cumprimentos à AGEPAR pela instituição de metodologia para cálculo da margem bruta requerida máxima referente ao 1º processo de revisão tarifária da distribuidora de gás Compagás (2024-2029). O processo de revisão tarifária e o estabelecimento de margem bruta requerida máxima a ser aplicada pela concessionária mostra-se extremamente necessário, uma vez que a margem de distribuição para os consumidores industriais da Compagás (considerando referência de consumo de 100k m³/dia) é a segunda mais cara do país, ao considerar a média do ano de 2023, conforme evidenciado no gráfico abaixo:

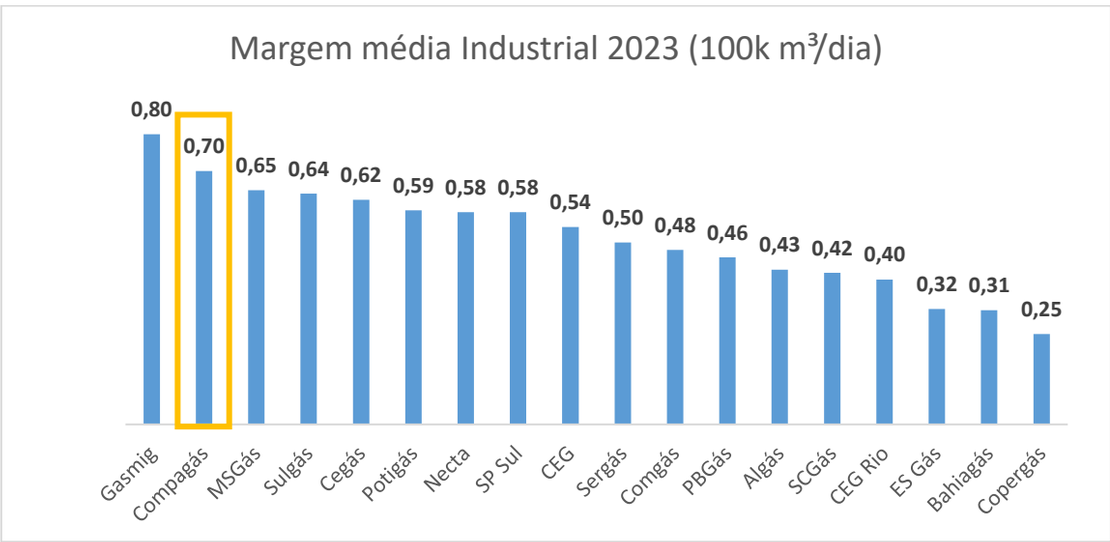


Gráfico 1: Margem média industrial para o ano de 2023, considerando referência de consumo de 100k m³/dia. Fonte: ABRACE.

A situação se revela ainda mais preocupante ao analisar o valor de margem bruta aplicado para o ciclo de 2022/2023, sendo a Compagás a distribuidora de margem bruta mais cara de todo o país, conforme evidenciado no gráfico 2[1]:

1 – A informação de margem bruta da Compagás foi coletada por meio da Resolução AGEPAR nº 4, de 24 de fevereiro de 2022, e do site eletrônico da concessionária, através do link: https://www.compagas.com.br/portal-de-tarifas/. Foi considerado reajuste de 17,74% no valor de margem bruta fornecido para 2021 (R$ 1,2115/m³), que corresponde à média autorizada.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 195
Mov. 17

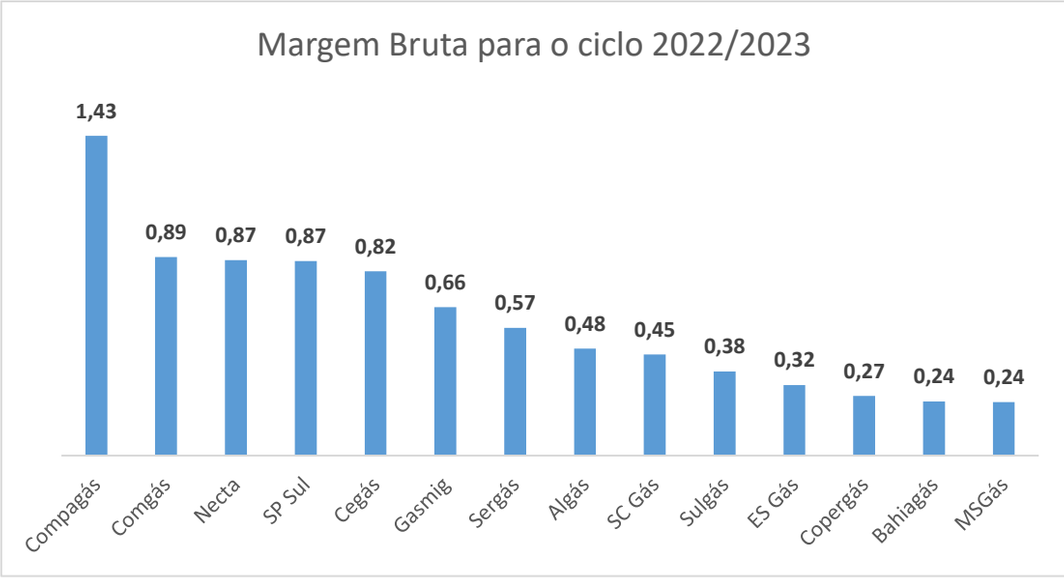


Gráfico 2: Margem Bruta das concessionárias de gás para o ciclo 2022/2023. Fonte: Resoluções estaduais, notas técnicas e relatórios publicados.

Dessa forma, conclui-se iminente a necessidade de revisão nos valores de margem dos serviços de distribuição cobrados aos consumidores de gás do estado do Paraná, sendo boa prática pela agência reguladora promover ampla discussão do processo, a fim de garantir a aplicação de metodologias eficientes, que possam promover o consumo de gás natural no estado frente aos demais combustíveis substitutos. A garantia de competitividade no preço é essencial para manutenção da prestação do serviço de distribuição de gás natural no estado do Paraná. Assim, a revisão dos valores de margem máxima contribui não somente para a atividade dos consumidores, como para a manutenção do exercício da concessionária Compagás frente ao cenário econômico desafiador que vem sendo enfrentado no país.

É neste intuito que é apontada necessidade de adequação do novo contrato de concessão da distribuidora. O texto contratual delimita em profundidade a metodologia da revisão tarifária, abrindo pouco espaço para a agência reguladora promover adequações mediante a evolução regulatória. Entendemos que o contrato de concessão, dessa forma, deveria ser revisado, de forma a atribuir devidamente ao agente regulador a função de regulamentar o processo de revisão tarifária, assim como demais aspectos regulatórios que, por sua vez, encontram-se engessados no contrato atual. Busca-se, dessa forma, promover a modernização regulatória, por meio de uma

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 196
Mov. 17

agência reguladora independente e que possui plenos direitos e deveres de regulamentar.

A revisão do contrato de concessão a partir de 2022 repercute, inclusive, sobre um dos pontos de contribuição mais relevantes trazidos pela ABRACE, que diz respeito à devolução referente à majoração das tarifas praticadas entre 01/01/2022 e 01/06/2024. Os ativos da distribuidora estão sendo remunerados, até 01/06/2024, pela elevada taxa de 20% do contrato anterior. No entanto, o novo contrato de concessão estipula utilização da taxa WACC. Por isso, defendemos que a remuneração dos ativos nas tarifas de 01/01/2022 a 01/06/2024 deve ser corrigida, havendo a apuração dos valores a serem abatidos na base de remuneração antes do 1º processo de revisão tarifária. Ou seja, neste período a distribuidora recebeu a maior a remuneração do capital empregado na concessão. O valor recebido a maior deve ser contabilizado pela diferença dos 20% menos a taxa WACC estabelecida em contrato.

De forma análoga, entendemos ter havido majoração da remuneração pelo cálculo da depreciação dos ativos no período entre 2022 e 2024. A depreciação neste período deveria ter obedecido as regras do novo contrato, onde o prazo de amortização para bens passa de 10 anos para 30 anos (este é o caso da Base de Remuneração Regulatória Liquida (BRRL) Inicial, tubulações, medidores, estações de redução de pressão, e outros equipamentos relacionados à operação da rede de distribuição). Por isso, solicitamos apuração da parcela a ser restituída pelo cálculo onerado de depreciação da base de remuneração de ativos entre 01/01/2022 e 01/06/2024, preliminarmente à realização da 1ª RTP.

Como ponto de contribuição adicional trazemos *benchmark* da ARSESP em realizar laudo de fiscalização da base de ativos por empresa independente ao final de cada ciclo regulatório, a fim de comprovar e permitir um melhor acompanhamento da base de remuneração e dos investimentos realizados. Sugerimos que a AGEPAR utilize metodologia de laudo semelhante a trazida pela ARSESP, e em complemento torne público este documento, vinculado ao plano de negócios da concessionária. É imperioso definir metodologia para acompanhamento dos investimentos incluídos na margem bruta, com fiscalização do cronograma físico-financeiro de modo que, ao final do ciclo seja considerado os investimentos não realizados para modicidade tarifária. Por isso, solicitamos transparência dos dados, e que em momento oportuno e prévio ao processo

BRASÍLIA
SBN - Quadra 01 | Bloco B, nº 14, salas 701/702
Ed. CNC, Asa Norte | Brasília - DF, 70041 902
(61) 3878 3500 | abrace@abrace.org.br

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 197
Mov. 17

de revisão de tarifária seja evidenciado resultado de margem máxima calculado com base na proposta de metodologia apresentada.

A seguir, serão pontuadas questões metodológicas e operacionais onde vislumbramos possibilidade de aperfeiçoamento.

ENCARGO DE GESTÃO DO MERCADO LIVRE

Em um primeiro momento, é evidenciada na nota técnica - NOTA TÉCNICA PRELIMINAR 001/2024 – AGEPAR/DRE/CDG - fórmula que direciona o cálculo da margem bruta requerida, determinada no contrato de concessão, representada abaixo:

$$MBR = TUSD_L \, x \, V_L + TUSD_C \, x \, V_C \qquad (1)$$

Onde:

MBR: Margem Bruta Requerida (R$);

$TUSD_L$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para o Mercado Livre (R$/m³);

V_L: Volume do Mercado Livre (m³);

$TUSD_C$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para o Mercado Cativo (R$/m³); e

V_C: Volume do Mercado Cativo (m³).

Imagem 1. Fonte: contrato de concessão Compagás.

Para cômputo da TUSD do Mercado Livre utiliza-se a soma da TUSD pelo Encargo de Gestão do Mercado Livre. No entanto, é muito importante destacar que esta cobrança, na opinião da ABRACE, não possui embasamento, **devendo o encargo de gestão do mercado livre ser zero**. Justificamos este posicionamento uma vez que não conseguimos vislumbrar qual o custo adicional a distribuidora poderia incorrer caso um cliente migre para o mercado livre. A prestação do serviço de movimentação de gás é idêntica ao consumidor cativo (são os mesmos funcionários, os mesmos equipamentos, o mesmo aluguel de imóveis, a mesma cobrança de outorga, os mesmos custos administrativos...). Trata-se de uma inovação criada pelo contrato de concessão que vai contra todos os movimentos de abertura de mercado e fomento à competição. Entendemos que a migração de consumidores para o mercado livre não deveria ser desincentivada pela cobrança de um encargo adicional, visto que a migração diminui os

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 198
Mov. 17

riscos e custos de gestão de contratos de suprimentos que estão a cargo da concessionária.

Além disso, a nota técnica preliminar que embasa esta consulta pública pontua como metodologia de projeção deste valor:

> *"utiliza-se como base a média dos últimos 5 anos da concessionária das despesas administrativas,* ***proporcional ao volume do mercado livre em relação ao volume total****, sobre as quais deve-se desconsiderar os gastos não essenciais." (grifo nosso)*

No entanto, é fato que não existia mercado livre atendido pela Compagás nos últimos 5 anos, não havendo média de volume para fundamentar este cálculo. Por isso, ressaltamos necessidade de desconsiderar valores para os Encargos de gestão do mercado livre, igualando esta parcela à zero conforme observado por metodologia *benchmark* aplicada pela ARSESP e outras agências reguladoras, tais como ARSP e SEDE (MG).

OPEX e ODESP

Em relação ao cálculo para OPEX (custos operacionais) e ODESP (outras despesas, gastos e receitas irrecuperáveis), sugerimos que as projeções dos custos sejam vinculadas não somente ao volume e à extensão de rede, mas considerando montantes unitários históricos obtidos em observância aos custos com Administração, Comercial (custo por usuário) e Operação e Manutenção (custo por volume), acompanhando *benchmark* de metodologia utilizada na revisão tarifária da ARESC. Esta sugestão é embasada uma vez que a regulação deve prever ganhos de escala da distribuidora, não sendo coerente o aumento do OPEX total proporcionalmente à extensão de rede, ou ao volume. Ou seja, projeções de custo operacional vinculadas somente ao volume e extensão de rede podem ensejar majoração do custo aprovado pela AGEPAR, aumentando o valor da margem bruta requerida máxima.

Como contribuição adicional sobre o tema, considera-se extremamente relevante utilizar *benchmark* de desempenho, e não somente a média histórica, na realização de estimativas e projeções, empregando, idealmente, comparações com concessionárias de mesmo porte. Alternativamente, pode-se utilizar que projeções de OPEX e ODESP considerem o menor valor unitário apresentado nos últimos 5 anos para própria Compagás. Entendemos que a agência reguladora deve observar os resultados em anos que apresentaram resultados eficientes, de destaque, para embasar novos

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 199
Mov. 17

cálculos e projeções, utilizando-os inclusive como indicadores para balizar novas decisões.

Para avaliar a eficiência dos custos operacionais e outras despesas propostos pela concessionária, é necessário avaliar as características da concessionária e da área de concessão. Dessa forma, sugerimos aplicação de cálculo de valores unitários de custos por usuários, quilômetro de rede e consumo (m^3), sendo estes avaliados com a média e mínima histórica da concessionária, e sendo também comparados pela média do *benchmarking* de demais concessionárias de distribuição de gás natural. Para custos de operação e manutenção (OeM), deve ser empregado como condutor o volume projetado (m^3). Para custos comerciais (Com), deve ser empregado como condutor a quantidade de usuários. Já para custos de administração (Adm), projeções devem utilizar da seguinte proporção: [ADM/(Com + OeM)] (%). A projeção para custos administrativos considera que a área administrativa é uma parcela da concessionária que fornece serviços às outras áreas da concessionária e, portanto, espera-se um crescimento dos custos administrativos se as restantes áreas tem uma expansão.

MERCADO

Apresentamos sugestão de alteração da metodologia utilizada para projeção de volume. Entende-se que estimativas de volume devem ser abarcadas de acordo com o Plano de Negócios da concessionária. Por isso, reforçamos não somente a necessidade de garantir transparência deste plano aos agentes interessados, como também a demanda por utilização de indicadores, que possibilitem acompanhar resultados realizados a fim de projetar novas estimativas de maneira mais fidedigna. O acompanhamento de indicadores, dessa forma, é essencial para que a projeção de demanda do mercado seja fundamentada, e acompanhe, inclusive, a situação econômico-financeira prospectada para o país. Fora isso, entendemos que a projeção de volume deve ser avaliada em paralelo à projeção de expansão de usuários, observando o comportamento apontado para cada segmento de consumo, e incluindo justificativa embasada para prospecção realizada.

INVESTIMENTO

O acompanhamento de indicadores de eficiência no plano de negócios também deve ser utilizado sob a ótica de projeção de novos investimentos. Ressaltamos que o acompanhamento de investimentos ano a ano deve ser tanto financeiro quanto físico.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 200
Mov. 17

Isso é, de nada adianta verificar que foram direcionados R$ 20M para uma obra, sem atestar que a obra está andando de acordo com o plano aprovado pela agência. Esta medida se mostra necessária pois permite a compensação dos investimentos não realizados durante o ciclo tarifário. É extremamente relevante que Agepar já preveja em sua metodologia tarifária que os montantes referentes a investimentos não realizados sejam compensados no ciclo seguinte, no valor da margem máxima requerida, a fim de tornar a tarifa do gás no estado do Paraná mais justa e competitiva. Fora isso, solicitamos que investimentos a maior só sejam considerados no cômputo da margem caso tenham sido homologados pela Agepar, em caráter extraordinário, após devida consulta pública e ampla motivação.

BASE DE REMUNERAÇÃO

No tocante sobre itens que compõe a base de remuneração regulatória inicial, sugerimos que seja detalhada e publicada tratativa dada à Outorga, uma vez que a remuneração e atualização monetária da mesma deve ser realizada em base temporal diferente, considerando a data de seu efetivo pagamento. Consta em nota técnica que o pagamento da Outorga foi realizado quase um ano depois da data de 31/12/2021. Para tanto, sugerimos que esta parcela da base de ativos seja remunerada e atualizada a partir de sua efetiva data de pagamento, destoando da tratativa dada aos demais itens da base de ativos inicial.

FATOR X, K e Z

Para além, é realizado questionamento sobre os critérios metodológicos utilizados para o cálculo do Fator X (mecanismo de incentivo ao bom desempenho operacional e atendimento ao consumidor), Fator K (utilizado para corrigir diferenças entre os valores realizados e projetados referentes ao volume distribuído) e Fator Z (utilizado para corrigir os desvios existentes entre a margem bruta requerida efetiva e a margem obtida pela Concessionária ao final do Ciclo Tarifário). Apesar de serem abarcados no contrato de concessão, evidencia-se necessidade de explicitar como serão apurados estes valores, garantindo a transparência dos cálculos. Especialmente em relação ao cálculo do fator Z, que se dará ao final do ciclo tarifário, é explicitado no contrato de concessão:

> *"3.6.1. A margem bruta requerida efetiva será calculada conforme cláusula 1.1, porém utilizando os valores realizados ao final do Ciclo Tarifário, em substituição aos valores*

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 201
Mov. 17

> *projetados,* ***com exceção dos Encargos de Comercialização e Encargos de Gestão do Mercado Livre, cujos valores deverão permanecer os projetados.****" (grifo nosso)*

Já para o cálculo do fator X, é pontuado no contrato de concessão, em seu Anexo 2:

> *"XQ: componente que reflete a qualidade dos serviços prestados pela concessionária, representado por* ***uma cesta de indicadores a ser definida, segundo regulamento da Agepar"****. (grifo nosso)*

Dessa forma, solicitamos que a agência reguladora abra consulta pública específica para definição de metodologia para cômputo dos fatores X, K e Z, utilizando cálculos embasados, para exemplificar seu impacto. Os critérios a serem seguidos para definição dos fatores X, Z e K, como os parâmetros de qualidade a serem observados, índices de eficiência e demais indicadores, devem estar amparados por regras claras e transparentes, antes da realização da 1º RTP.

ESTRUTURA TARIFÁRIA

Pontuamos necessidade de abertura de consulta pública específica para tratar da estrutura tarifária, uma vez que a agência não deve somente aprovar o que for proposto pela concessionária, mas sim determinar metodologia de cálculo específica. Apesar de estar abarcada em agenda regulatória, solicitamos que esta consulta pública seja adiantada para que a estrutura tarifária esteja definida antes da 1ª RTP.

Fora isso, solicitamos que seja explicitada metodologia de cálculo da TUSDe (rede dedicada específica) para autoimportador, autoprodutor e consumidores livres.

CAPITAL DE GIRO

Em relação à variação do capital de giro, é de nosso entendimento que este representa o volume de recursos necessários para financiar as operações da empresa, e que sua metodologia enfrenta alguns problemas como o risco para empresas com mercados pequenos, onde as condições de pagamento ou recebimento de alguns poucos clientes pode representar importantes variações. Ao contemplar *benchmarks* setoriais para o cálculo desta parcela, encontra-se consideração da diferença entre o ativo circulante operacional e o passivo circulante operacional, evidenciados através do balanço patrimonial da empresa. Assim, é estabelecido indicador com base no volume faturado da empresa, que é aplicado como referência para o cálculo de capital de giro em cada ano do ciclo.

BRASÍLIA
SBN - Quadra 01 | Bloco B, nº 14, salas 701/702
Ed. CNC, Asa Norte | Brasília - DF, 70041 902
(61) 3878 3500 | abrace@abrace.org.br

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 202
Mov. 17

No caso das concessionárias de gás, além de um fluxo de pagamentos e recebimento contínuo, a distribuidora também aufere receitas por multas por atraso que auxiliam na gestão de contas e no equilíbrio do fluxo de caixa. Por isso, considera-se viável auferir as variações de capital de giro ao observar a diferença entre contas selecionadas no ativo e passivo da distribuidora de gás. Além do mais, vale ressaltar que é necessário amplo estudo, amparado pelo Plano de Negócios da concessionária, a fim de determinar se a distribuidora deverá requerer ou não capital de giro para sua operação e respectivo montante a ser incluído na BRRL, só sendo reconhecida sua inclusão no cálculo da tarifa (TUSD) em caso da existência de defasagem entre receitas e despesas operacionais.

OUTRAS RECEITAS

Por fim, solicitamos avaliação do percentual destinado à modicidade tarifária por Outras Receitas (OR), que representam atividades extra concessão, uma vez observado *benchmark* do setor elétrico. A Aneel, ao definir Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), no módulo 2: "Revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica", submódulo 2.7: "Outras Receitas", estabelece na REN nº 1003/2022:

> *"13. O compartilhamento das receitas decorrentes* ***das atividades acessórias próprias será de 60% da receita bruta****, ou seja, um percentual de 40% será atribuído à concessionária, com fins de estimular a eficiência na prestação do serviço, enquanto a outra parcela será destinada aos consumidores do serviço de distribuição de energia elétrica." (grifo nosso)*

São caracterizadas como atividades acessórias próprias: "atividade regulada prestada somente pela distribuidora e sujeita à fiscalização". A mesma regra é estabelecida para atividades acessórias complementares (atividade não regulada, cuja prestação está relacionada à fruição do serviço público de distribuição e que pode ser prestada tanto pela distribuidora quanto por terceiros), com exceção de itens estabelecidos em regulação. Da mesma forma, é requerido percentual de 60% da receita bruta por serviços cobráveis (receitas inerentes ao serviço de distribuição). Dessa maneira, sugerimos que a AGEPAR reavalie os percentuais estabelecidos para atividades correlatas (10%), acessórias (20%) e atividades extraordinárias (50%), a fim de adequar os montantes destinados à modicidade tarifária conforme aplicado pelo setor elétrico brasileiro.

BRASÍLIA
SBN - Quadra 01 | Bloco B, nº 14, salas 701/702
Ed. CNC, Asa Norte | Brasília - DF, 70041 902
(61) 3878 3500 | abrace@abrace.org.br

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 203
Mov. 17

CONCLUSÂO

A ABRACE, dessa forma, sintetiza os seguintes pontos de contribuição: 1) Devolução do excedente praticado pela distribuidora entre 01/01/2022 e 01/06/2024, ao considerar investimentos que deveriam ser remunerados pela taxa WACC, segundo o novo contrato de concessão; 2) Devolução do excesso de tarifas entre 01/01/2022 e 01/06/2024, ao considerar novo prazo de amortização de 30 anos; 3) Realização de laudo fiscalização da base de ativos e ampla transparência do plano de negócios da concessionária, bem como contemplar à modicidade tarifária os investimento aprovados não realizados; 4) Consideração do Encargo de Gestão do mercado livre igual à zero; 5) Cálculo de OPEX e ODESP considerando custos de Administração, Comercial e Operação e Manutenção, além de projeção destes custos considerando menor valor unitário apresentado nos últimos 5 anos (*benchmark* de eficiência); 6) Utilização de indicadores para balizar projeções de volume, e publicação de metodologia e cálculo adotados; 7) Acompanhamento físico e financeiro de investimentos, e utilização de indicadores para balizar projeções; 8) Transparência sobre tratativa da remuneração e atualização monetária da Outorga na base de remuneração regulatória, considerando base temporal divergente; 9) Publicação de metodologia para cálculo de fatores X, K e Z, evidenciando critérios utilizados e cálculos embasados; 10) Realização de consulta pública específica para o tratamento da estrutura tarifária, antes da realização da 1ª RTP; 11) Especificação de metodologia para cálculo da TUSDe; 12) Reconsideração de cálculo da variação de capital de giro considerando *benchmarks* no setor de distribuição de gás canalizado; e 13) Reconsideração do percentual de Outras Receitas destinadas à modicidade tarifária, considerando *benchmark* no setor elétrico.

BRASÍLIA
SBN - Quadra 01 | Bloco B, nº 14, salas 701/702
Ed. CNC, Asa Norte | Brasília - DF, 70041 902
(61) 3878 3500 | abrace@abrace.org.br

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 204
Mov. 17

Protocolo №:	21.565.791-4
Assunto:	Relatório Circunstanciado das Contribuições recebidas na consulta pública 02/2024 – Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida referente à 1ª Revisão Tarifária Periódica do Serviço de Gás Canalizado para o período 2024-2029.
Data:	07/03//2024

9. ANEXO 9: CONTRIBUIÇÃO 9 – SINDICATO DAS INDUSTRIAS DE VIDROS, CRISTAIS, ESPELHOS, CERÂMICA DE LOUÇA, PORCELANAS, PISOS E REVESTIMENTOS CERÃMICOS NO ESTADO DO PARANÁ

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 205
Mov. 17

SINPACEL

SINDILOUÇA/PR
SINDICATO DAS INDÚSTRIAS DE VIDROS, CRISTAIS, ESPELHOS,CERAMICA DE LOUÇA, PORCELANAS, PISOS E REVESTIMENTOS CERÂMICOS NO ESTADO DO PARANÁ.

Curitiba, 03 de março de 2024

À
AGÊNCIA REGULADORA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DELEGADOS DO PARANÁ - AGEPAR
A/C Senhor Diretor Reinhold Stephanes

Ref.: Consulta Pública nº 002/2024 - Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida Máxima referente à 1ª RTP 2024-2029 do serviço de Comercialização e Distribuição de Gás Canalizado

SINDICATO DA INDÚSTRIA DO PAPEL, CELULOSE E PASTA DE MADEIRA PARA PAPEL, PAPELÃO E DE ARTEFATOS DE PAPEL E PAPELÃO DO PARANÁ – SINPACEL, entidade sindical de primeiro grau com sede na Rua Brigadeiro Franco, n. 3.389, Rebouças, Curitiba/PR, CEP 80250-030, inscrito no CNPJ sob o n. [redacted], e **SINDICATO DAS INDÚSTRIAS DE VIDROS, CRISTAIS, ESPELHOS, CERÂMICA DE LOUÇA, PORCELANAS, PISOS E REVESTIMENTOS CERÂMICOS NO ESTADO DO PARANÁ – SINDILOUÇA**, entidade sindical de primeiro grau com sede na Rua XV de Novembro, n. 2.535, Campo Largo/PR, CEP 83601-030, inscrito no CNPJ sob o n. [redacted], vem apresentar suas contribuições à Consulta Pública 002/2024, promovida por esta d. Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Paraná - AGEPAR, e que tem por objeto “Metodologias a serem utilizadas na 1ª Revisão Tarifária Periódica (RTP) do serviço de distribuição de Gás Canalizado no Estado do Paraná”.

O SINPACEL e o SINDILOUÇA aproveitam a oportunidade para congratular a AGEPAR pela iniciativa, e para renovar seus votos de elevada estima e consideração por V. Sa.

Atenciosamente,

Fábio Germano
SINDILOUÇA

Rui Brandt
SINPACEL

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 206
Mov. 17

I. INTRODUÇÃO

SINPACEL e SINDILOUÇA vêm à presença desta Agência Reguladora **endossar as contribuições apresentadas pela Federação das Indústrias do Estado do Paraná - FIEP**, e apresentar as considerações adicionais que se seguem.

Como informado no âmbito da Tomada de Subsídios, supera R$0,90 a margem praticada pela Concessionária nas tarifas cobradas dos consumidores industriais que utilizam o gás como energético, que, conjuntamente, representam mais da metade do consumo de gás no Estado do Paraná. Essa margem é especialmente prejudicial à competitividade dos segmentos ceramista e de papel e celulose, tendo em vista que muitas dessas empresas têm no gás natural seu principal energético.

Com efeito, as elevadas margens praticadas pela COMPAGÁS vêm levando algumas empresas desses segmentos a substituir o gás natural por GLP, e a tendência é que esse processo de substituição da fonte energética se intensifique caso não haja efetiva regulação do monopólio distribuidor, e mitigação dos efeitos de suas práticas anticoncorrenciais.

Ressalta-se a extrema importância de que **a metodologia de revisão tarifária** a ser adotada pela AGEPAR na primeira revisão seja, uma vez delineada pelas áreas técnicas, submetida a consulta pública antes de sua aprovação pelo Conselho Diretor.

Igualmente, é imperioso que o **Plano de Negócios da COMPAGAS seja tornado público** e colocado em consulta pública pela Agência Reguladora. A devida análise deste documento e de suas projeções de volume, seu plano e cronograma de investimentos, etc. é essencial para uma adequada regulação do monopólio distribuidor.

II. AUDITORIA E HOMOLOGAÇÃO DA BASE DE ATIVOS. ABATIMENTO DOS PASSIVOS REGULATÓRIOS

II.I. A COMPAGÁS CONFESSOU QUE SUA BASE DE ATIVOS FOI MAJORADA EM PREJUÍZO DOS USUÁRIOS. AGEPAR DEVE QUANTIFICAR O RESPECTIVO PASSIVO E ABATÊ-LO DA BRRL-0.

A base de ativos da Concessão precisa ser auditada e homologada pela AGEPAR, extirpando-se, inclusive, os efeitos anticoncorrenciais de sua majoração pelo Termo Aditivo de 2002 ao Contrato de Concessão originário, conforme já denunciado pelos Sindicatos a esta Agência Reguladora (e perante o Poder Judiciário) em mais de uma oportunidade.

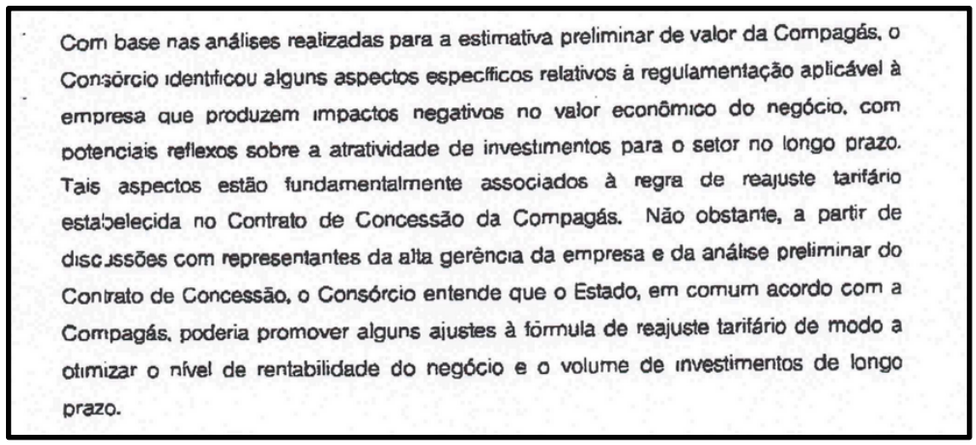
Uma parcela dos efeitos dessa majoração se fazem sentir na base de remuneração regulatória inicial do Novo Contrato, pois o ativo não depreciado do período contratual anterior está incluído no Ativo financeiro existente em 31 de dezembro de 2021 e que será incluído na BRRL.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

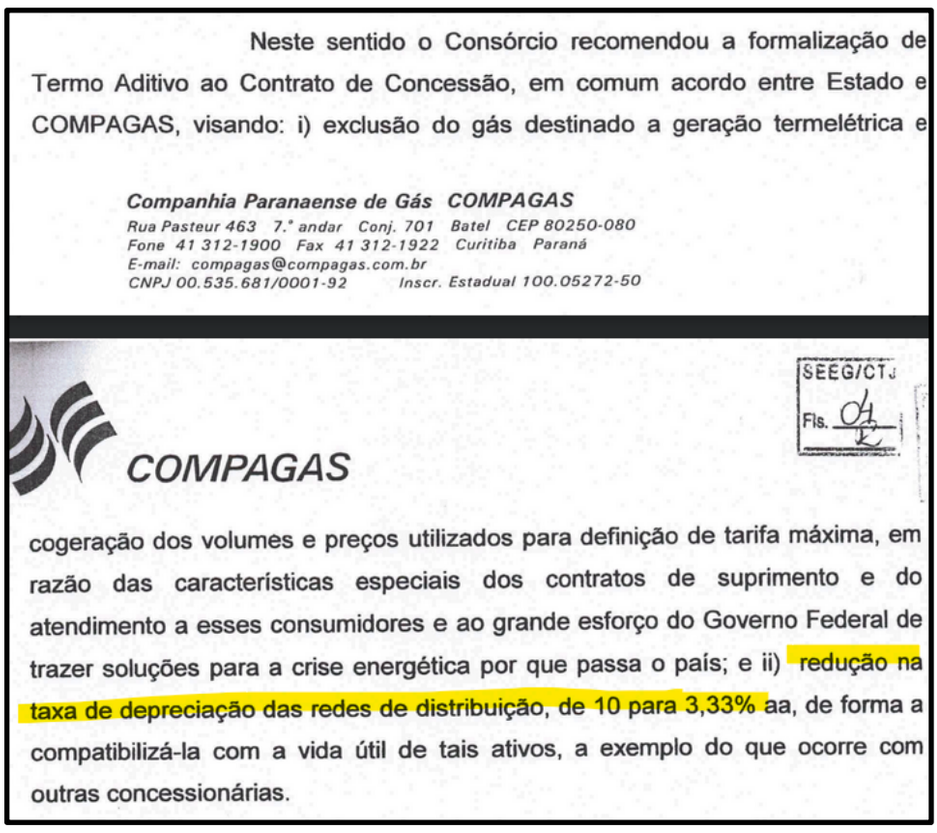
PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 207
Mov. 17

Como é de conhecimento da AGEPAR, em sede de inquérito civil público instaurado (n. 0046.22.089663-6), a COMPAGÁS confessou a majoração artificial de sua base de ativos por meio da troca do prazo de depreciação dos ativos em rede (de 10 para 30 anos), quando da celebração do Termo Aditivo de 2002.

A COMPAGAS apresentou documentos que revelam que a proposta de mudança do prazo de depreciação partiu de "discussões com representantes da alta gerência" da Concessionária com o **Consórcio Diamante** (então encarregado de assessorar na privatização da COPEL, que era e continua sendo a controladora da COMPAGAS). É fato incontroverso, hoje, portanto, que a própria concessionária monopolista, deliberadamente, **sugeriu a troca da taxa de depreciação tendo como objetivo a valorização da empresa**, tendo em vista que essa troca geraria aumento de seus lucros e valorizaria a COPEL:



Com base nas análises realizadas para a estimativa preliminar de valor da Compagás, o Consórcio identificou alguns aspectos específicos relativos à regulamentação aplicável à empresa que produzem impactos negativos no valor econômico do negócio, com potenciais reflexos sobre a atratividade de investimentos para o setor no longo prazo. Tais aspectos estão fundamentalmente associados à regra de reajuste tarifário estabelecida no Contrato de Concessão da Compagás. Não obstante, a partir de discussões com representantes da alta gerência da empresa e da análise preliminar do Contrato de Concessão, o Consórcio entende que o Estado, em comum acordo com a Compagás, poderia promover alguns ajustes à fórmula de reajuste tarifário de modo a otimizar o nível de rentabilidade do negócio e o volume de investimentos de longo prazo.



Neste sentido o Consórcio recomendou a formalização de Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, em comum acordo entre Estado e COMPAGAS, visando: i) exclusão do gás destinado a geração termelétrica e

Companhia Paranaense de Gás COMPAGAS
Rua Pasteur 463 7.° andar Conj. 701 Batel CEP 80250-080
Fone 41 312-1900 Fax 41 312-1922 Curitiba Paraná
E-mail: compagas@compagas.com.br
CNPJ 00.535.681/0001-92 Inscr. Estadual 100.05272-50

SEEG/CTJ
Fls.

COMPAGAS

cogeração dos volumes e preços utilizados para definição de tarifa máxima, em razão das características especiais dos contratos de suprimento e do atendimento a esses consumidores e ao grande esforço do Governo Federal de trazer soluções para a crise energética por que passa o país; e ii) redução na taxa de depreciação das redes de distribuição, de 10 para 3,33% aa, de forma a compatibilizá-la com a vida útil de tais ativos, a exemplo do que ocorre com outras concessionárias.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 208
Mov. 17

Os documentos apresentados pela COMPAGÁS ao Ministério Público do Estado do Paraná, no âmbito do Inquérito Civil instaurado pela Promotoria de Defesa do Consumidor, dão conta de que a referida troca do prazo de depreciação **teve por objetivo aumentar os lucros do monopólio distribuidor, sob a *falsa* justificativa de que tal medida seria benéfica aos usuários,** supostamente reduzindo as tarifas.

A própria COMPAGAS reconheceu perante o MP/PR que a troca do prazo, longe de representar qualquer benefício aos usuários, na verdade representou aumento da margem bruta de distribuição da concessionária (Doc. Fato Novo 2.2; Doc. Fato Novo 2.5):

> "Se, por um lado, a alteração do prazo de depreciação teve o condão de alterar ao longo do tempo o comportamento da margem bruta de distribuição que a Companhia teria direito, por outro lado, em nenhum momento essa margem autorizada foi atingida". (Doc. Fato Novo 2.2 - Resposta da COMPAGAS ao MP, p. 3)

A COMPAGÁS, como se vê, reconheceu os efeitos deletérios aos usuários decorrentes da troca da taxa de depreciação, mas contra-argumentou no sentido de que - a despeito do prejuízo aos usuários - não haveria prejuízo pois a Concessionária seria credora de um suposto e fictício crédito de mais de **R$2.861.148.932,00 (dois bilhões e oitocentos e sessenta e um milhões e cento e quarenta e oito mil e novecentos e trinta e dois reais), fundado na** Conta de Tarifas a Compensar - CTC, **montante maior que os efeitos anticoncorrenciais do Termo Aditivo de 2001 suportados pelos usuários**.

A CTC corresponderia à diferença entre a tarifa autorizada e a tarifa praticada. Contudo, no âmbito da prorrogação do contrato de concessão no final de 2022, o pleito da COMPAGAS perante o Poder Concedente para a recuperação desse suposto crédito (CTC) era OITO VEZES MENOR, de R$ 354.925.370,42 (trezentos e cinquenta e quatro milhões e novecentos e vinte e cinco mil e trezentos e setenta reais), e, ao cabo, a COMPAGÁS transigiu junto ao Governo do Estado (às escuras e em procedimento sigiloso e desprovido de qualquer consulta pública) e acordou-se o **arbitramento e indenização desse suposto crédito da COMPAGAS constante da CTC em montante ainda menor, de R$ 98.000.000,00 (noventa e oito milhões de reais)!!!**

Dessa forma, o contra-argumento apresentado pela COMPAGÁS não mais pode prosperar, pois é evidente que ela não é - e nunca foi - credora de um suposto crédito bilionário em face dos usuários.

Resta agora à AGEPAR quantificar o prejuízo sofrido pelos usuários em decorrência da troca do prazo de depreciação, e abater o crédito dos usuários da BRRL inicial.

II.II. EXCESSO TARIFÁRIO ENTRE 2022 E 2024 DEVE SER ABATIDO DA BRRL-0

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 209
Mov. 17

Como já apontado na manifestação da FIEP desta mesma data a propósito do novo contrato de concessão e de sua cláusula 10.3, as tarifas praticadas pela COMPAGAS desde 1º de janeiro de 2022 estão elevadas indevidamente, motivo pelo qual deverão ser considerados créditos em favor dos usuários na primeira revisão periódica.

Ora, como o Novo Contrato (cláusula 10.3) determinou a correção pelo IPCA e remuneração pelo WACC (e não pelo IGP-DI e taxa anteriormente vigente), entre 01/01/2022 e 06/07/2024, do ativo financeiro existente em 31 de dezembro de 2021, a ser recuperado nos 30 anos de contrato, é matematicamente certo que uma relevante parcela do investimento da Concessionária que estava sendo remunerado a 20% a.a. nas tarifas vigentes deve ser eliminado das tarifas vigentes, sob pena de o mesmo investimento ser remunerado, no intervalo mencionado, simultaneamente por duas taxas, 20% e 9,125%, o que seria um completo e absurdo despropósito.

Assim, a toda evidência, será essencial, na RTP, calcular os passivos regulatórios a serem adicionados à base de remuneração a ser considerada no primeiro ciclo do novo contrato, pertinentes à exclusão do cálculo das margens vigentes, em benefício dos usuários, tanto da depreciação como da remuneração relativa à base de investimentos existentes em 31 de dezembro de 2021, especialmente no tocante aos montantes relativos aos ativos financeiros.

> 10.3 A lista resumida dos ativos que compõem a BAR inicial consta do Anexo 04 – Laudo de Inventário Inicial e do Anexo 07 – BRRL Inicial e a lista completa será homologada pela AGEPAR. A BRRL inicial, descrita no Anexo 07, contempla os investimentos líquidos realizados até 31 de dezembro de 2021 e será acrescida dos montantes relativos aos investimentos e amortizações realizados entre 01/01/2022
>
> e 06/07/2024, todos atualizados monetariamente pela variação do IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Amplo e remunerados pela taxa WACC, conforme item 10.17 até 06/07/2024, sendo amortizados a partir de 07/07/2024.
>
> 10.3.1 Para fins desta cláusula, a taxa WACC utilizada será fixa de 9,125% ao ano, considerando como data base 01/01/2022.

II.III. DEVE SER ABATIDO DA BRRL-0 O RESTANTE DO CRÉDITO DOS USUÁRIOS DECORRENTE DA RECUPERAÇÃO TRIBUTÁRIA DE PIS COFINS SOBRE O ICMS

No âmbito da negociação do Novo Contrato de Concessão, a AGEPAR devidamente registrou por escrito que a quantificação e destinação do crédito recuperado pela Concessionária junto à Receita Federal (pela exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS) é uma questão regulatória, objeto de Consulta Pública que ainda pendia de decisão pela Agência Reguladora.

Uma vez que o Estado do Paraná e a Concessionária acordaram a devolução aos usuários de somente parte do crédito recuperado, com abatimento de supostos encargos tributários (principalmente Imposto sobre a Renda), é importante que a AGEPAR quantifique o crédito dos usuários, determinando à Concessionária a devolução integral dos valores devidos, ou, se for o caso, apurando e quantificando os encargos tributários não repassados à tarifa.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 210
Mov. 17

Com efeito, a quantificação do crédito dos usuários no âmbito das tratativas para a renovação da Concessão ocorreu de forma equivocada. O Novo Contrato não prevê a restituição da integralidade do crédito dos usuários, correspondente este ao **valor da habilitação de crédito compensável da COMPAGÁS perante a RFB**, indicado nas Demonstrações Financeiras da Concessionária dos anos de 2019 e 2020, de **R$143,618 milhões**. Após prever a "reversão ao mercado da componente de margem auferida pela Concessionária com a recuperação do crédito de PIS/COFINS sobre ICMS" (cl. 10.12), o Novo Contrato previu apenas R$ 93.106.400,97 a título de restituição, conforme seu Anexo 07.

A AGEPAR, na sua função institucional de zelar pelos direitos dos usuários, não pode considerar "quitado" o correspondente passivo regulatório da Concessionária em função de Transação entre o Estado e a Concessionária, na medida em que faltou a participação em tal ato de quem zelasse pelos interesses dos usuários.

A AGEPAR alertou o Governo de que a apuração do crédito é de sua competência e que o Estado sequer detinha competência legal para defender, no caso, em nome próprio, direito alheio. Além disso, observou que a Agência Reguladora é que deveria decidir, em procedimento público com participação popular, a forma de restituição do PIS/COFINS (e principalmente, acrescente-se, a quantificação desses valores), e não o Governo e a Concessionária, e, pior, longe dos holofotes.

Eis o teor da Informação Técnica nº 101/2022, da Coordenadoria Jurídica da Diretoria de Normas e Regulamentação da AGEPAR, emitida no âmbito do processo de renovação da concessão:

> Isto posto, tem-se que a titularidade dos créditos oriundos da inclusão do ICMS sobre a base de cálculo do PIS/COFINS, no caso do serviço público de distribuição e comercialização de gás canalizado, é dos usuários.

> O item 10.12 acima, *prima facie*, conferiu a solução regulatória da celeuma. Todavia, sem adentrar ao mérito da opção apresentada na minuta do Contrato, é recomendável que a definição da forma como se dará a restituição dos valores seja realizada por esta Agência Reguladora, inclusive em respeito ao processo de tomada de subsídios já realizado e pela existência, no ciclo regulatório, de outros mecanismos de participação social que permitem a formação de uma decisão consensuada e não unilateralmente imposta.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 211
Mov. 17

> Não se pode olvidar, ainda, que a matéria é controversa, havendo interesses contrapostos das partes envolvidas, o que recomenda a atuação da Agência, como terceiro imparcial, na mediação do conflito. Competência essa expressamente elencada no seu diploma de regência (art. 3º, *caput*, da LCE n.º 222/2020).
>
> Finalmente, cabe ressaltar mais uma vez, na medida que o crédito é de titularidade dos usuários e não do Estado do Paraná, que a formação de um consenso, com ampla partição social, é altamente recomendável.

Evidente, portanto, que a Agência Reguladora precisa conferir a suficiência dos valores que estão sendo repassados aos usuários, abatendo-se o crédito remanescente dos usuários da BRRL-0.

II.IV. O PRÊMIO PELA OUTORGA NÃO DEVE SER INCLUÍDO NA BRRL-0

A inclusão do valor pago pela outorga na base de remuneração dos investimentos da Concessionária impacta, de forma absolutamente maléfica, a margem bruta de distribuição nos 30 anos de contrato, aumentando, ainda mais, uma das margens mais elevadas do país.

A inclusão do valor pago pela Outorga na BRRL surte um impacto tarifário enorme aos usuários do Estado do Paraná, o que reduz expressivamente a competitividade das indústrias , especialmente das associadas dos sindicatos que ora manifestam. Importante ressaltar que a inclusão do valor pela outorga é um dos fatores que ensejam que as tarifas de gás no Estado de Minas Gerais sejam uma das únicas que se aproximam dos valores praticados pela COMPAGÁS.

Além disso, uma vez que não há na legislação do gás federal ou estadual previsão de que os valores pagos pela outorga devem ser vinculados a obras de infraestrutura relacionadas à distribuição de gás natural, é ilegal atribuir aos usuários o ônus financeiro consubstanciado na inclusão da cifra na BRRL. Sem uma tal vinculação, a inclusão do prêmio de outorga na BRRL resulta em um "empréstimo" que o Governo do Estado toma da distribuidora às custas dos usuário, sem que haja qualquer caráter contraprestacional nesse componente da margem de distribuição.

A outorga em nenhuma hipótese pode ser contemplada na brrl pelo valor de R$508 milhões, pois só houve efetivo desembolso de R$410 milhões. Isso porque o Estado do Paraná permitiu à Concessionária abater do prêmio pela outorga o suposto crédito que seria fundado na CTC, acima explicado.

Não bastasse tal aspecto, como apontado pela própria AGEPAR na Nota Técnica submetida à consulta, o valor pago pela outorga da concessão apenas foi desembolsado no final de 2022, não sendo admitido, para fins de cálculo tarifário, sua antecipação em um ano.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 212
Mov. 17

Por todos estes motivos, sugere-se que um dos aspectos a serem debatidos no âmbito da metodologia da revisão tarifária seja pertinente aos motivos e fundamentos para inclusão do prêmio pela outorga no valor das tarifas, assim como, na remota hipótese de se admitir tal inclusão, acerca do valor que deverá ser reconhecido.

II.V. GANHOS NA COMPRA DE GÁS

Faz-se necessária uma conferência completa e urgente da CONTA GRÁFICA para se identificar os ganhos indevidamente tidos pelo monopólio com a comercialização do gás nos últimos anos, ganhos esses reconhecidos em balanço da concessionária, para que tais valores sejam transferidos aos usuários.

Estes valores não foram considerados na manifestação da Fiep, endossada pelos subscritores, apresentada nesta data.

II.VI. OCIOSIDADES DA REDE

Os cenários estimativos de margem bruta requerida apresentados na manifestação da Fiep datada de hoje não consideraram qualquer redução da margem requerida em decorrência da ociosidade da Rede. Entendemos, tal como a Fiep, que essas reduções deverão ser inseridas pela AGEPAR, sob pena de serem remunerados investimentos ineficientes, o que viola os termos do contrato e da lei.

II.VII. GLOSAS DE CUSTOS

Ao se considerar os custos e despesas médias das operadoras de gás do Sul, a manifestação da Fiep, que endossamos, não considerou qualquer glosa de custos. Obviamente, as glosas continuam sendo requeridas, como indicado pela Fiep. E isso ocorre mesmo que sejam considerados valores médios das distribuidoras do Sul, pois, todas elas, carregam custos com publicidade, apoio, patrocínio, distribuição de resultados a seus diretores e funcionários, contribuições à ABEGAS, gastos com consultoria para majorar os lucros do monopólio e tantos outros desembolsos que não podem ser adicionados às tarifas. Esperamos que a AGEPAR acrescente estes aprimoramentos.

II.VIII. EXCLUSÃO DO CAPEX ENQUANTO NÃO FOR DEMONSTRADA SUA VIABILIDADE

Embora tenha criticado a inclusão do CAPEX cuja de viabilidade ainda não foi demonstrada e postergado o CAPEX a ser feito na expansão das redes, a manifestação da Fiep não eliminou dos cenários considerados estes investimentos.

Assim, se não for demonstrada a viabilidade do CAPEX considerado pela Fiep em sua manifestação, este deverá ser excluído do cálculo da margem.

III. ENCERRAMENTO

Por todo o exposto, SINPACEL e SINDILOUÇA vem indicar à AGEPAR que:

I) Apoiam a manifestação apresentada pela Fiep nesta mesma data;

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 213
Mov. 17

II) Há elementos adicionais a serem considerados pela AGEPAR nos cálculos, que não foram incluídos nos cálculos dos cenários considerados pela Fiep, embora a manifestação da Fiep tenha indicado todos ou quase todos estes elementos.

III) Por este motivo, os cenários apresentados pela Fiep em termos de redução da margem devem ser tidos como conservadores, cabendo à AGEPAR observar que reduções maiores são viáveis.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 214
Mov. 17

Protocolo №:	21.565.791-4
Assunto:	Relatório Circunstanciado das Contribuições recebidas na consulta pública 02/2024 – Metodologia Preliminar para cálculo da Margem Bruta Requerida referente à 1ª Revisão Tarifária Periódica do Serviço de Gás Canalizado para o período 2024-2029.
Data:	*datado eletronicamente*

CONCLUSÃO

O presente relatório visa tão somente divulgar as contribuições recebidas no período de Consulta Pública 002/2024, ocorrido entre os dias 02 de fevereiro de 2024 a 03 de março de 2024.

As respostas e decisão da Agepar em aceitar ou não cada contribuição e eventuais reflexos desta decisão em outros pontos da metodologia preliminar divulgada para cálculo da margem bruta requerida, será objeto de futuro relatório de análise dessas contribuições que serão divulgadas oportunamente. Tal situação decorre da necessidade de se evitar a antecipação de seu entendimento, o que somente poderá ser divulgado após da apreciação do Conselho Diretor da AGEPAR.

Da mesma forma que o presente relatório, as respostas da Agência serão divulgadas no mesmo formato e disponibilizadas no sítio eletrônico da AGEPAR: www.agepar.pr.gov.br.

É o relatório.

Curitiba, *datado eletronicamente*.

Adalto Acir Althaus Junior
Chefe da Coordenadoria de
Distribuição de Gás Canalizado

S051

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG. Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13. Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021. A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.

ePROTOCOLO

PROTOCOLO INTEGRADO DO ESTADO
Fls. 214a
Mov. 17

Documento: **s051.pdf**.

Assinatura Avançada realizada por: **Adalto Acir Althaus Junior (XXX.059.089-XX)** em 14/03/2024 14:16 Local: AGEPAR/DRE/CDG.

Inserido ao protocolo **21.565.791-4** por: **Adalto Acir Althaus Junior** em: 14/03/2024 14:13.

Documento assinado nos termos do Art. 38 do Decreto Estadual nº 7304/2021.

A autenticidade deste documento pode ser validada no endereço: **https://www.eprotocolo.pr.gov.br/spiweb/validarDocumento** com o código: **c0d830f89cc5c110d9fc604c8a0b8045**.