



Copergás

Companhia
Pernambucana
de Gás

NOTA TÉCNICA

Nº 04/2024

Revisão da Margem Bruta de Distribuição

Ciclo de margem 2024/25

SUMÁRIO

1	OBJETIVO	3
2	METODOLOGIA	3
3	REGULAMENTAÇÃO DO PROCESSO DE REVISÃO DE MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO	3
	3.1 PRINCÍPIOS GERAIS	3
	3.2 DEFINIÇÕES.....	6
	3.2.1 <i>Custo de Capital (CC)</i>	7
	3.2.2 <i>Custo Operacional (CO)</i>	11
	3.2.3 <i>Depreciação (DE)</i>	18
	3.2.4 <i>Ajustes (Aj)</i>	18
	3.2.5 <i>Aumento de Produtividade (AP)</i>	19
	3.2.6 <i>Adicional para formação de reserva</i>	20
	3.2.7 <i>Volume</i>	21
4	CÁLCULO DA MARGEM	21
	4.1 CÁLCULO DA MARGEM	22
	4.1.1 <i>Custo de Capital (CC) - Remuneração do investimento</i>	22
	4.1.2 <i>Custo Operacional (CO)</i>	24
	4.1.3 <i>Depreciação (DE)</i>	27
	4.1.4 <i>Ajustes (Aj)</i>	27
	4.1.5 <i>Aumento de Produtividade</i>	30
	4.1.6 <i>Adicional para formação de reserva</i>	31
	4.1.7 <i>Custo de Capital (CC) - Imposto de Renda e outros impostos associados ao resultado</i>	31
	4.2 MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO CALCULADA PARA O CICLO DE MARGEM 2024/2532	
	4.3 MARGEM MÉDIA PARA O PERÍODO DE NOV/24 A OUT/25	33
5	MERCADO LIVRE	33
6	PLEITO	34
7	ANEXO	35
	7.1 ATA DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO QUE APROVA O ORÇAMENTO EMPRESARIAL 2024-2029	35
	7.2 AJUSTES E MARGEM REALIZADA.....	35
	7.3 MINUTA DE RESOLUÇÃO – REGULAMENTAÇÃO DA REVISÃO DE MARGEM.....	35

1 Objetivo

Esta Nota Técnica objetiva registrar a análise realizada pela Companhia Pernambucana de Gás - COPERGÁS para proposição da regulamentação do processo de Revisão de Margem de Distribuição, o cálculo da margem bruta de distribuição para o Ciclo de Margem 2024/25 (período de novembro de 2024 a outubro de 2025), em acordo com o estabelecido na Cláusula Décima Quarta do Contrato de Concessão, bem como o cálculo do Fator do Mercado Livre no ciclo de Margem 2024/25 (período de novembro de 2024 a outubro de 2025).

2 Metodologia

A metodologia constante nesta Nota Técnica segue o Contrato de Concessão, em especial o Anexo I, onde estão definidas as regras para a revisão da Margem Bruta de Distribuição.

3 Regulamentação do Processo de Revisão de Margem de Distribuição

Com o objetivo de gerar maior transparência, participação bem como sanar interpretações divergentes quanto ao que está definido no Contrato de Concessão, especificamente no Anexo I, a Copergás propõe a regulamentação do Processo de Revisão de Margem de Distribuição por parte desta respeitosa Agência.

Para tanto, a Concessionária registra o entendimento do Contrato de Concessão quanto às definições contidas neste documento bem como a necessidade de estabelecer prazos a serem seguidos no Processo de Revisão de Margem de Distribuição e, desta forma, garantindo transparência e previsibilidade para todos os usuários da Concessão.

3.1 Princípios gerais

As definições abarcadas neste item seguem o que está determinado na cláusula 14^a do Contrato de Concessão:

"14. As tarifas do serviço de distribuição de gás canalizado serão fixadas pela CONCESSIONÁRIA e aprovadas pelo CONCEDENTE, de forma a cobrir todas as despesas realizadas pela CONCESSIONÁRIA e a remunerar o capital investido." (grifo nosso)

Assim, ressalta-se o disposto quanto à aprovação da margem de modo a suplantar todas as despesas realizadas da Copergás bem como remunerar o capital investido, seguindo a diretriz do regime contratual *Cost-Plus*.

Quanto ao cálculo da margem bruta, ressalta-se o item 14.4:

"A tarifa será revista anualmente, levando-se em consideração as projeções dos volumes de gás a serem comercializados e os respectivos investimentos."

Assim, conforme citado, o cálculo da margem bruta deve ser realizado de forma anual e prospectiva, utilizando dados projetados para o ano de referência, conforme explicita o Anexo I do Contrato de Concessão:

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

É necessário ressaltar o que está definido no Contrato de Concessão quanto à utilização dos dados projetados.

Assim, através do mecanismo de “Ajustes” será possível momento do pleito com os valores reais no ano confrontar as projeções utilizadas no de referência.

Ainda de acordo com o Contrato de Concessão, a fonte dos dados projetados é o orçamento anual. Portanto, a fim de alinhar o período de aplicação da margem aprovada com os dados projetados no ano de referência, propõe-se a compatibilização dos dados projetados ao período de aplicação da margem aprovada, que considera o período de 12 meses a contar de novembro até outubro do ano seguinte.

Assim, com o objetivo de obter maior previsibilidade quanto à revisão de margem bem como reduzir riscos quanto à realização do plano plurianual de negócios da Copergás, entende-se como necessário a definição de prazos para:

- i. Apresentação do pleito: pleito deve ser realizado em até 60 dias do início da vigência da margem (1º de novembro), ou seja, até 30 de agosto.
- ii. Análise do pleito por parte da ARPE deve respeitar o prazo entre a submissão da Copergás e o início da data de vigência do novo Ciclo de Margem (1º de novembro), período para aprovação bem como realização de processos de consulta/audiência pública e respectivos recursos.
- iii. A publicação no Diário Oficial do Estado de Pernambuco da Resolução ARPE referente à Margem de Distribuição deve ser realizada em até 7 dias úteis de antecedência do início do novo Ciclo de Margem.
- iv. A Copergás, de posse da Margem aprovada, dará publicidade¹ no seu site e/ou no Diário Oficial do Estado de Pernambuco.

A partir do exposto acima, entende-se como necessário regulamentar o processo de Revisão de Margem seguindo os princípios gerais abaixo:

- i. Cláusula 14 do Contrato de Concessão quanto à necessidade de aprovação da margem de modo a cobrir todas as despesas realizadas pela Copergás e a remunerar o capital investido;
- ii. Revisão da margem bruta de forma ordinária anualmente, podendo ser a qualquer tempo, considerando os itens 14.5² e 14.6³ do Contrato de Concessão;
- iii. Utilização de dados projetados para o horizonte de 12 meses nos processos de revisão da margem anual e, considerando o Ciclo de Margem da Copergás bem como data de assinatura do Contrato de Concessão⁴, horizonte de 12 meses deve considerar o período de novembro do ano do pleito a outubro do ano seguinte, conforme abaixo:

¹ O respeito à publicação da margem de distribuição não isenta a Copergás do direito de contestação.

² Item 14.5. do Contrato de Concessão: *A tarifa também será revista antes desse prazo, se ocorrerem causas que ponham em risco o equilíbrio econômico-financeiro do Contrato, na forma e prazos necessários a evitar prejuízos com a defesa tarifária.*

³ Item 14.6. do Contrato de Concessão: *A tarifa também será revista a qualquer tempo, para adequação aos pressupostos e objetivos deste Contrato, sempre que os critérios e/ou parâmetros utilizados para sua fixação, e/ou a sua fórmula, conforme definidos no Anexo I, mostrem-se, quaisquer deles, desfavoráveis à viabilidade econômica dos investimentos e da atividade da CONCESSIONÁRIA e/ou impróprios para a CONCESSIONÁRIA obter, de forma razoável, a remuneração prevista na Cláusula Sétima deste instrumento. Da mesma forma, os parâmetros e/ou critérios e/ou fórmula, serão igualmente revistos.*

⁴ Data de assinatura do Contrato de Concessão: 05/11/1992.

Mês	nov	dez	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out
Dados prospectivos												
Ciclo de margem												

- iv. Definição de um calendário para o processo de revisão de margem bruta que contenha no mínimo:
- Data limite para submissão do pleito de margem da Copergás;
 - Prazo, em dias corridos, para análise pela agência reguladora;
 - Prazo para realização de processos públicos bem como recursos administrativos;
 - Data limite para publicação da nova margem.

A sessão 3.1 tratou dos princípios gerais a serem seguidos no Processo de Revisão de Margem de Distribuição e, a seguir, a sessão 3.2 versa a respeito dos conceitos a serem seguidos.

3.2 Definições

O Contrato disciplina a fórmula de cálculo da margem bruta no Item 6, do Anexo I como expomos a seguir:

MARGEM BRUTA

$$\begin{aligned}
&= \text{Custo do Capital (CC)} + \text{Custo Operacional (CO)} + \text{Depreciação(DE)} + \text{Ajustes(AJ)} \\
&\quad + \text{Aumento de Produtividade (AP)}
\end{aligned}$$

Onde:

- I. Custo de Capital = $(INV*TR+IR)/V$;
- II. Custo Operacional = $(P+DG+SC+M+DT+DP+CF+DC)*(1+TRS))/V$;
- III. Depreciação = $0,1\ INV/V$;
- IV. Ajustes = As diferenças entre os aumentos de custo estimados e os aumentos reais serão compensadas para mais ou para menos na planilha.
- V. Aumento De Produtividade = Parcela destinada a transferir para a Concessionária 50% da redução de custo unitário que, comprovadamente, a Concessionária conseguir obter ao longo do ano anterior ao de referência para o cálculo da tarifa.

Assim, com o objetivo de sanar divergências quanto à interpretação dos itens supracitados e que compõem o cálculo da margem bruta da Concessionária, a seguir discorremos a respeito de tais conceitos.

3.2.1 Custo de Capital (CC)

O Custo de Capital é definido na Cláusula 6, Anexo I do Contrato de Concessão, tendo o seu cálculo:

$$\text{Custo do Capital} = [\text{INV} * \text{TR} + \text{IR}] / V$$

INV = Investimento realizado e a realizar ao longo do ano deduzida a depreciação cobrada na tarifa

TR = Taxa de Remuneração anual do investimento - 20% a.a.

IR = Imposto de Renda e outros impostos associados a resultados

V = 80% das previsões atualizadas das vendas para o período de um ano

3.2.1.1 Investimento

O investimento realizado engloba os gastos associados ao capital investido, abrangendo todos os ativos da empresa utilizados, tanto de forma direta quanto indireta, na prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado, conforme descrito no item 14.2 abaixo:

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

De acordo com o CPC (Comitê de Pronunciamentos Contábeis), um ativo é definido como um recurso controlado pela entidade como resultado de eventos passados e do qual se espera que fluam futuros benefícios econômicos para a entidade.

Para que um item seja classificado como ativo, ele deve atender a três critérios principais:

- i. Controle pela entidade: A empresa deve ter controle sobre o recurso, o que significa que ela pode obter os benefícios econômicos futuros gerados por esse recurso.
- ii. Resultado de eventos passados: O recurso deve surgir de eventos passados, como uma transação ou evento econômico ocorrido anteriormente.
- iii. Expectativa de benefícios econômicos futuros: O ativo deve ser capaz de gerar benefícios econômicos futuros para a empresa, como receitas adicionais, economia de custos ou outros benefícios financeiros.

Sob a perspectiva da Copergás que atua na exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado, os ativos compreendem todos os recursos controlados que são utilizados, direta ou indiretamente, para a operação desse negócio. Isso inclui, por exemplo:

- Redes de distribuição de gás;
- Estações de compressão;
- Centrais de armazenamento de gás;
- Equipamentos e maquinários utilizados na distribuição;
- Imóveis utilizados para escritórios e operações;
- Softwares e sistemas utilizados na gestão e controle da distribuição;
- Encargos decorrentes dos recursos financeiros de terceiros e que foram utilizados para fins de investimento;
- Outros ativos relevantes associados às atividades de distribuição de gás.

Esses ativos são considerados parte fundamental do negócio de distribuição de gás e são essenciais para gerar benefícios econômicos futuros para a empresa. Portanto, devem ser registrados e tratados adequadamente de acordo com o definido no Contrato de Concessão.

Ademais, a remuneração do investimento e a depreciação terão os seus valores unitários corrigidos pela aplicação da variação mensal do IGP - Índice Geral de Preços publicados pela Fundação Getúlio Vargas, acrescido da diferença entre o percentual decorrente da aplicação do índice adotado no mês anterior o índice real nesse mês, o qual só é conhecido no mês seguinte. Na ausência do IGP deverá ser utilizado outro índice que melhor represente a efetiva desvalorização da moeda.

Além disso, é importante ressaltar que a "reversão" pode ser definida como a devolução dos bens vinculados à concessão pelo concessionário ao Poder Concedente quando o contrato chega ao fim. Essa devolução visa permitir que tais bens sejam destinados ao serviço público, garantindo assim a continuidade do mesmo. Conforme estabelecido pela OCPC 05, consideram-se "bens vinculados" aqueles que foram construídos ou adquiridos pelo concessionário e que são efetivamente utilizados na prestação dos serviços públicos.

No contexto específico da Copergás, os softwares utilizados desempenham um papel essencial na prestação do serviço. Portanto, esses softwares devem ser considerados bens vinculados e, por conseguinte, precisam ser incorporados ao Custo de Capital. Isso garantirá uma abordagem adequada ao tratamento contábil e financeiro desses ativos intangíveis cruciais para a operação e continuidade dos serviços de distribuição de gás canalizado.

3.2.1.2 Imposto de Renda e outros impostos associados ao resultado

A abordagem utilizada pela ARPE e Copergás até o ano de 2022 para determinar o imposto de renda (IR) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) para calcular a Margem Bruta foi de inserir o valor do IR/CSLL do orçamento anual como um dado já calculado para determinar a Margem Bruta. No entanto, esse procedimento pode causar discrepâncias entre o resultado regulatório e o resultado econômico-financeiro.

Uma abordagem mais adequada é tratar o IR/CSLL como um resultado do cálculo da Margem Bruta, que, por sua vez, irá afetar este valor. Isso implica em realizar um cálculo iterativo, aplicando a alíquota teórica ao resultado regulatório obtido após o cálculo da margem regulatória.

Em outras palavras, devemos projetar os demais componentes do cálculo da Margem Bruta, com uma abordagem prospectiva, e, em seguida, projetar o resultado que a Margem Bruta produzirá. Os impostos (IR/CSLL) serão o produto da Demonstração do Resultado do período, conforme a seguir:

		Exemplo para ciclo de margem	
A	Volume previsto		100.000
B = 80% x A	80% do volume		80.000
C	Base de ativos líquida	R\$	10.000
D = 20% x C	Remuneração do capital	R\$	2.000
E	IR/CSLL		2.061
F	Custos operacionais	R\$	10.000
G = 20% x F	Remuneração OPEX	R\$	2.000
H	Base de ativos bruta	R\$	20.000
I = 20% x H	Depreciação Regulatória	R\$	2.000
J	Margem Bruta	R\$	18.061
K	Margem Unitária	R\$	0,2258
DRE simplificada			
L = B x K	Receita aprovada	R\$	18.061
M	Custos operacionais	R\$	10.000
N	Depreciação Regulatória	R\$	2.000
O = L - M - N	Base tributável	R\$	6.061
P = 34% ¹ x O	IR/CSLL	R\$	2.061

¹ Alíquota teórica composta por Imposto de Renda (25%) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (9%)

Verifica-se que, nesse contexto, a alíquota efetiva do Imposto de Renda (IR) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) corresponde precisamente a 34% da base tributável gerada pela Margem aprovada. Ao incluir o valor do IR/CSLL no cálculo da Margem, as alíquotas resultantes permanecem fixadas em 34%, assegurando, assim, a neutralidade dos impostos sobre o resultado na composição da Margem.

Caso o valor do IR/CSLL fosse originado externamente ao cálculo da Margem, poderia resultar em alíquotas diferentes de 34%, gerando custos adicionais ou ganhos extraordinários para a Copergás. Esse procedimento poderia introduzir efeitos fiscais de componentes de receitas e custos que não seriam considerados no cálculo regulatório, como ajustes contábeis, provisões de riscos, avaliações ao valor justo, entre outros.

Dessa forma, a Copergás entende que o cálculo de tais indicadores deve seguir a abordagem iterativa de modo a evitar distorções entre a perspectiva regulatória e a perspectiva econômico-financeira da empresa, assim como já ocorreu na RTO

2023 através da Nota técnica DEF/CTEEF Nº 09/2023 e na Resolução ARPE 241, de 26 de outubro de 2023.

Cabe registrar ainda que tal metodologia evidencia os esforços da Concessionária estadual de Gás Natural para que o mercado não seja impactado com efeitos que não decorram da Margem Regulatória, buscando alcançar maior transparência quanto ao propósito único da contabilização dos tributos sobre o resultado no custo de capital.

3.2.2 Custo Operacional (CO)

Ainda com base no Anexo I ao Contrato de Concessão a apuração do Custo Operacional (CO) se dar por meio da seguinte fórmula paramétrica:

$$CO = (P + DG + SC + M + DT + DP + CF + DC) * (1 + TRS) / V$$

Onde:

- I. P = Despesa de Pessoal
- II. DG = Despesas Gerais
- III. SC = Serviços Contratados
- IV. M = Despesas com Material
- V. DT = Despesas Tributárias
- VI. DP = Diferença com Perdas
- VII. CF = Custos Financeiros
- VIII. DC = Despesa com Comercialização e Publicidade
- IX. TRS = Taxa de Remuneração Dos Serviços
- X. V = Volume

3.2.2.1 Despesa de Pessoal

Sobre as despesas de pessoal, ressalta-se que as diversas empresas oferecem vantagens para os funcionários como uma forma de complemento ao salário, normalmente denominadas como benefícios e usualmente concedidas de forma indireta. Dentre eles, podem-se citar alguns benefícios como: Auxílio Transporte, Vale Alimentação, Vale Cultura, Auxílio Educação, Assistência Médica, Previdência Privada, Participação nos Lucros, Descontos em Produtos e Serviços, Horário Flexível, Incentivo ao Bem-Estar, dentre outros.

As vantagens de oferecer benefícios aos funcionários podem ser diversas: melhor saúde, maior produtividade, senso de pertencer, menores faltas, maior pontualidade, retenção de talentos e melhor ambiente de trabalho.

Ademais, as opções de benefícios podem variar entre empresas e, também, entre diferentes tipos, classificações e níveis de funcionários da mesma empresa, sendo que formam parte dos custos da força de trabalho e compõem a proposta de valor oferecida para os empregados.

Dessa forma, o planejamento econômico e financeiro das empresas considera tanto as despesas relativas a salários e encargos obrigatórios, quanto às despesas relativas aos benefícios necessários para contar com uma força de trabalho apropriada e adequada à realização da tarefa pretendida.

Em linha com o postulado anteriormente, a não consideração, como parte da formação tarifária, dos benefícios oferecidos pela empresa para os funcionários entraria em contradição com as regras do mercado, sendo que praticamente todas as empresas oferecem, além do salário, um pacote de benefícios aos seus funcionários. Ainda, as empresas reguladas, como as concessionárias de distribuição de gás canalizado, não estão isentas da necessidade de oferecer benefícios, uma vez que a força de trabalho disponível tem a opção de escolher entre empresas que oferecem ou não os benefícios.

Todavia, em caso de não serem reconhecidas as despesas com benefícios pela normativa regulatória, a Concessionária regulada teria algumas opções:

- i. Retirar os benefícios e oferecer uma proposta de menor valor para sua força de trabalho e, portanto, atrair profissionais de menor competência e experiência (além de enfrentar eventuais problemas na justiça relacionados com a eliminação dos benefícios);
- ii. Manter os benefícios, sem cobertura tarifária, e receber uma remuneração inferior à estabelecida no Contrato de Concessão;
- iii. Retirar os benefícios e aumentar os salários para tentar compensar a perda de valor para os funcionários e, dessa forma, onerar a prestação do serviço, uma vez que o custo do aumento salarial será maior que o custo dos benefícios.

Conforme exemplificação abaixo a partir da legislação vigente, que demonstra o incremento de 66% caso haja a retirada de benefício e respectiva compensação no salário:

R\$ adicional	Encargos								
	INSS	FGTS	Provisão 13º	INSS 13º	FGTS 13º	Provisão férias	2/3 férias	INSS férias	FGTS férias
R\$ 1,00	R\$ 0,29	R\$ 0,08	0,08	0,02	0,01	0,08	0,06	0,03	0,01
Total de encargos	0,66								
Incremento (%)	66%								

Nenhuma das opções do parágrafo anterior é apropriada se comparada com o reconhecimento dos benefícios como parte da base tarifária, permitindo a empresa obter uma remuneração adequada e afrontando despesas de pessoal a preços de mercado.

Neste ponto, é importante trazer a praxe de outros reguladores brasileiros no que respeita ao reconhecimento de diferentes despesas de pessoal como formadoras da tarifa.

Analizando outros processos de revisão tarifária de Concessionárias do setor de distribuição de gás natural, percebe-se que o conceito de despesas com pessoal definido contratualmente pode ser interpretado de forma mais ampla pelo ente regulador, abrangendo outros benefícios concedidos aos empregados das distribuidoras.

A Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia (AGERBA), durante a Consulta Pública AGERBA Nº 005/2021⁵ para aprovação de Margem Bruta da BAHIAGÁS referente ao exercício 2021, são reconhecidos dentro de gastos com pessoal as despesas com previdência privada, programa de participação nos resultados, programa de bem-estar, auxílio educação, transporte, seguro de vida, vale-alimentação, assistência médica e odontológica, dentre outros benefícios.

A Agência de Regulação de Serviços Públicos de Santa Catarina (ARESC), no âmbito da Revisão Tarifária da Companhia de Gás de Santa Catarina (SCGÁS), do

⁵ Ver Nota Técnica 060/2021: http://www.agerba.ba.gov.br/sites/default/files/documentos/2021-08/NT_060_21.pdf

ano de 2022⁶, considerou que os gastos de pessoal incluem salário, honorários, encargos sociais, vale-alimentação, décimo-terceiro salário, entre outros.

De forma similar, no setor de saneamento, a ARSAE-MG, enquanto agente responsável pela regulação e fiscalização da Companhia de Saneamento de Minas Gerais (COPASA), no âmbito da 2ª(segunda) Revisão Tarifária Periódica da COPASA, através da Nota Técnica CRE 06/2020⁷, definiu que os Custos com Pessoal compreendem: somatório dos gastos com empregados efetivos, cargos comissionados, diretoria e estagiários. Abrangem vencimentos, gratificações, adicionais, férias, 13º salário, auxílio-doença, programas assistenciais (saúde, alimentação, transporte e outros) e indenizações por desligamento. Inclui ainda, custos com associação de classe e obrigações trabalhistas de responsabilidade do empregador, como FGTS, INSS e gastos com previdência complementar.

Assim como a ARSAE-MG, a Agência de Regulação de Serviços Públicos do Espírito Santo (ARSP), durante o processo de Revisão Tarifária da Companhia Espírito-Santense de Saneamento (CESAN), definiu⁸ que a despesa com pessoal próprio reconhecida para fins de cálculo dos custos operacionais é composta pelos gastos com empregados (inclusive diretores, mandatários, entre outros), correspondendo à soma de ordenados e salários, gratificações, encargos sociais (exceto PIS/PASEP e COFINS), pagamento a inativos e demais benefícios concedidos, tais como auxílio-alimentação, vale-transporte, planos de saúde e previdência privada.

Assim, a Copergás entende que a despesa de Pessoal definida no Contrato de Concessão deve abranger a seguinte definição para fins de cálculo da margem de distribuição:

“Despesa de Pessoal diz respeito ao grupo de elementos de custos e despesas que registram os valores dos salários com seus reflexos, encargos legais e demais benefícios provenientes de

⁶ Ver Resolução 202/2022 ARESC e nota técnica anexa:
<https://www.aresc.sc.gov.br/index.php/documentos/resolucoes/resolucoes-gas/2311-resolucao-aresc-n-202/file>

⁷ Ver Nota Técnica CRE 06/2020:
http://www.arsae.mg.gov.br/images/documentos/consulta_publica/2020/18/NT_CRE_06_2020_Classificacao_Reg_PosCP18_atualizadaPreAP32.pdf

⁸ Ver Nota Técnica ARSP/DP/ASTET Nº 02/2021:
<https://arsp.es.gov.br/Media/arsi/Legisla%C3%A7%C3%A3o/Resolu%C3%A7%C3%A7%C3%B5es%20Saneamento%20B%C3%A1sico/ARSP/NT%20 ASTET 002 2021 MAtodologias Revisao Tarifaria.pdf>

Acordo Coletivos de Trabalho, bolsas de estágio, Convenção Coletiva de Trabalho e que sejam de direito e prescindíveis aos serviços prestados.”

3.2.2.1 Despesas Gerais

Conforme Contrato de Concessão, as despesas gerais são definidas como:

“Grupo de elementos de custo que registra o valor das despesas diversas realizadas pela companhia.

- *gastos com luz, força, água e esgoto.*
- *gastos em comunicação.*
- *prêmio de seguro ou creditados às companhias seguradoras.*
- *gastos com locação (inclusive, taxas condominiais e arrendamento de imóveis.)*
- *fretes referentes a materiais.*
- *despesas de viagem a serviço da companhia.*
- *outras despesas gerais.”*

A Copergás entende que as despesas gerais estão bem abrangidas pela definição constante no Anexo I, ressaltando que se tratam de custos prospectivos, previstos em orçamento e que devem compor o cálculo de Margem de Distribuição.

3.2.2.2 Despesas com Serviços Contratados

Conforme Contrato de Concessão, as despesas com serviços contratados são definidas como:

“Grupo de elementos de custo que registra o valor das despesas com serviços prestados (inclusive o valor dos materiais aplicados, desde que fornecidos pelo prestador de serviço) por Pessoas Físicas ou Jurídicas sem vínculo empregatício com a Companhia, decorrente de Contratos, Convênios ou acordos firmados.”

A Copergás entende que as despesas com serviços contratados estão bem abrangidas pela definição constante no Anexo I, ressaltando que se tratam de custos prospectivos, previstos em orçamento e que devem compor o cálculo de Margem de Distribuição.

3.2.2.3 Despesas com Materiais

Conforme Contrato de Concessão, as despesas com materiais são definidas como:

"Grupo que registra o custo dos materiais (apenas de propriedade da companhia, utilizados pela mesma diretamente ou fornecidos aos prestadores de serviços) consumidos pela companhia."

A Copergás entende que as despesas com materiais estão bem abrangidas pela definição constante no Anexo I, ressaltando que se tratam de custos prospectivos, previstos em orçamento e que devem compor o cálculo de Margem de Distribuição.

3.2.2.4 Despesas Tributárias

Conforme Contrato de Concessão, as despesas tributárias são definidas como:

"Grupo de custos que registra o valor dos impostos, taxas e contribuições de responsabilidade da Companhia."

Ressalta-se nesse ponto que, apesar de a Copergás entender que as despesas tributárias estão bem abrangidas pela definição constante no Anexo I, a Concessionária comprehende que a Taxa de Fiscalização de Serviços Públicos Delegados (TFSD), instituída pela Lei nº 11.921, de 29 de dezembro de 2000, deva compor a margem de distribuição da Copergás a partir do que preceitua o Contrato de Concessão.

Registra-se ainda que, a Companhia Pernambucana de Gás - COPERGÁS foi criada em 28 de novembro de 1991 pela Lei nº 10.656 e a assinatura do Contrato de Concessão se deu em 05 de novembro de 1992, ou seja, anterior a Lei nº 11.921 de 29 de dezembro de 2000 que instituiu a TFSD.

Segundo a Lei de Introdução às normas do Direito Brasileiro “DECRETO-LEI Nº 4.657, DE 4 DE SETEMBRO DE 1942.” em seu Artigo 6º § 1º:

“Art. 6º A Lei em vigor terá efeito imediato e geral, respeitados o ato jurídico perfeito, o direito adquirido e a coisa julgada. “

“§ 1º Reputa-se ato jurídico perfeito o já consumado segundo a lei vigente ao tempo em que se efetuou.” (grifo nosso)

O DECRETO-LEI supracitado contempla desta forma o Princípio do “*tempus regit actum*,” e da segurança jurídica, significa que qualquer situação jurídica como fatos e negócios serão avaliados e julgados não pela lei em vigor atualmente, mas sim, pela legislação aplicada no tempo da celebração do negócio. A não ser que o próprio termo de avença informe em sentido contrário o que não se insere no Contrato em apreço.

Ainda sobre a TFSD, ressaltamos que a destinação de tais valores deve garantir a melhoria contínua desta respeitosa Agência através de investimento em infraestrutura, pessoal e desenvolvimento para que seja possível a manutenção do nível de excelência técnico.

3.2.2.5 Diferença com perdas

Conforme Contrato de Concessão, as despesas com diferença com perdas são definidas como:

“Custo referente ao volume de perdas de gás no sistema de distribuição da Concessionária, atualizado com índice de aumento de PV.”

Ressalta-se que a necessidade de alinhamento de conceitos para que seja possível a utilização de tal indicador.

3.2.2.6 Custo Financeiro

Conforme Contrato de Concessão, as despesas financeiras são definidas como:

“Valor resultante da diferença entre as condições de pagamento do gás aos supridores e as condições do recebimento dos consumidores.”

Essa despesa financeira surge devido ao desencontro temporal entre as “contas a pagar” e as “contas a receber”. Ela é apurada ao final de cada ano contábil e também pode ser objeto de ajuste no futuro.

Necessário ressaltar que a descrição do item ainda carece de melhorias de modo que seja possível contabilizar além de pagamentos junto aos supridores de gás quanto a fornecedores diversos.

3.2.3 Depreciação (DE)

Quanto à Depreciação, o Contrato determina que será considerada uma depreciação linear de 10 (dez) anos para a rede de distribuição de gás e outros ativos da Concessionária. O valor da parcela corresponde a 0,10 (INV).

Outra parcela do cálculo da margem refere-se aos Ajustes, que são definidos em Contrato como as diferenças entre os aumentos de custo estimados e os aumentos reais, a serem compensados para mais ou para menos.

Entendemos que o entendimento quanto à aplicação de tal conceito está em linha com o Contrato de Concessão.

3.2.4 Ajustes (Aj)

Conforme Contrato de Concessão, as diferenças entre os aumentos de custos estimados e os aumentos reais, serão compensadas para mais ou menos na construção da margem calculada.

Assim, Ajuste, para um determinado ano, conforme entendimento do Contrato é a diferença entre a margem regulatória efetiva e a margem realizada, que poderá ser positiva ou negativa.

Os conceitos abaixo demonstram o entendimento por parte da Copergás e reiteramos a necessidade de convergência quanto ao tema:

- **Margem Realizada:** No período de referência, é a margem que a Concessionária realizou a partir de suas margens aplicadas na estrutura tarifária ponderadas pelo volume de venda.
- **Margem Regulatória Efetiva:** Margem obtida, no período de referência, quando aplicada a metodologia do Contrato de Concessão com os valores realizados para custos, investimentos e volumes no citado ano de referência.

Portanto, para o ano de referência “n”, para o qual está se calculando a margem regulatória, o ajuste a ser considerado será:

$$Ajustes_{-n} = \{[(Margem\ Regulatória\ Efetiva)_{n-1} - (Margem\ Realizada)_{n-1}]\}$$

O Contrato de Concessão também define em sua cláusula 2:

"2. A CONCESSIONÁRIA poderá adotar tarifas diferenciadas considerando nível, tipo e perfil de consumo, desde que mantida uma receita no máximo igual a que seria obtida aplicando-se a tarifa média".

Torna-se evidente, portanto, que o Contrato de Concessão visa corrigir as discrepâncias entre as estimativas realizadas e os eventos efetivamente ocorridos, já que a revisão anual da Margem é calculada principalmente com base em valores prospectivos.

Além disso, é importante destacar o conceito regulatório relacionado a concessões em mercados *greenfields*⁹. Mesmo nessas situações, é crucial lembrar que em mercados de baixa maturidade, existem incertezas consideráveis causadas por diversos fatores, como a falta de fornecedores, alta concentração de mercado e a ausência de múltiplos provedores, entre outros.

Dessa forma, é fundamental que o modelo regulatório proporcione o realinhamento do cálculo regulatório aos valores efetivamente realizados, tanto em termos de custos quanto de investimentos. Isso é necessário para garantir que as tarifas refletem de maneira precisa a situação atual do mercado e a realidade enfrentada pela empresa concessionária, permitindo ajustes em consonância com as condições reais do setor.

O objetivo é assegurar que a remuneração seja adequada para viabilizar a prestação do serviço, considerando as incertezas e desafios específicos enfrentados em mercados de baixa maturidade.

3.2.5 Aumento de Produtividade (AP)

⁹ O conceito regulatório de "mercado greenfield" refere-se a um mercado ainda não explorado ou pouco desenvolvido, especialmente em setores de infraestrutura e serviços públicos, onde ainda não há operações estabelecidas ou a penetração é limitada. Geralmente, trata-se de um mercado em que novos investimentos são necessários para criar e desenvolver as estruturas e serviços essenciais para atender às demandas da população ou do setor produtivo.

Conforme Anexo I do Contrato de Concessão:

“Na planilha incidirá uma parcela destinada a transferir para a Concessionária 50% da redução do custo unitário que comprovadamente a Concessionária conseguir obter ao longo do ano anterior ao ano de referência para cálculo da tarifa. Tal parcela será também atualizada pelo IGP”.

Abaixo é demonstrada a metodologia que foi construída de modo a dar maior previsibilidade ao tema:

No Ano de Referência n, ano para o qual está se calculando a margem regulatória, a formula para o cálculo do ganho de produtividade é:

$$GP_n = \frac{\left[\left[\left(\frac{CO_{n-1}}{V_{n-1}} \right) - \left(\frac{CO_{n-2}}{V_{n-2}} \times (1 + IGP - DI) \right) \right] \times V_{n-1} \right] \times 50\%}{V_n}$$

GP = Ganho de Produtividade definido em R\$/m³;

N = ano base para cálculo da margem regulatória prospectiva;

CO = Custo Operacional;

V = Volume;

IGP-DI = refere-se ao acumulado no período n-1;

Haverá ganho de produtividade se o resultado da aplicação da fórmula acima for negativo. Ressalta-se ainda que o crescimento de volume é o elemento decisivo para a obtenção de ganho de produtividade.

3.2.6 Adicional para formação de reserva

Conforme Anexo I do Contrato de Concessão:

“A tarifa poderá conter um adicional para a formação de reserva para a modernização e ampliação do sistema”.

O adicional para formação de reserva deve ser constituído de modo que a Concessionária possa dispor de recursos financeiros suficientes para investir em projetos estruturadores e que não disponham de fontes de financiamentos.

A Copergás entende a necessidade de definir o racional para cálculo de tal indicador junto à ARPE.

3.2.7 Volume

Conforme Anexo I do Contrato de Concessão: o volume a ser considerado para o pleito de Revisão de Margem de Distribuição corresponde a 80% das previsões das vendas para o período de um ano.

Esses dados são prospectivos, ou seja, são baseados em projeções e estimativas das vendas que a concessionária espera realizar durante o período em questão. Essas projeções são fundamentais para a construção do orçamento plurianual da empresa, pois o planejamento de custos e investimentos depende do volume de vendas previsto.

Dessa forma, as previsões de vendas têm um papel crucial no processo de Revisão de Margem de Distribuição, pois fornecem a base para o planejamento financeiro e estratégico da concessionária. As estimativas de vendas impactam diretamente o orçamento e a alocação de recursos para as atividades operacionais e projetos de investimento, garantindo assim a sustentabilidade e eficiência das operações no período regulatório em questão.

4 Cálculo da Margem

Pautado nos conceitos do Anexo I do Contrato de Concessão bem como no tópico 3 desta nota técnica, a margem de distribuição foi calculada para o Ciclo de Margem 2024/25 (período de novembro de 2024 a outubro de 2025) conforme apresentado de forma detalhada na planilha de cálculo que se encontra anexada em mídia eletrônica a esta Nota Técnica, enviada para a ARPE.

A seguir são apresentados os montantes correspondentes a cada um dos itens de custos utilizados para o cálculo da margem bruta de distribuição bem como suas respectivas definições.

4.1 Cálculo da Margem

4.1.1 Custo de Capital (CC) - Remuneração do investimento

Para calcular o Custo de Capital (CC), são utilizados os valores dos investimentos realizados nos anos de 2014-2023, cujos dados contábeis podem ser obtidos através das demonstrações financeiras da Copergás e se encontram devidamente auditadas pelos auditores independentes até o exercício de 2023. Quanto aos investimentos a realizar, no período de novembro de 2024 a outubro de 2025, estão contemplados no Orçamento Empresarial¹⁰ da Copergás aprovados pelo Conselho de Administração.

A seguir, a tabela com os valores de investimentos realizados no período de 2014 a 2023, bem como os investimentos a serem realizados no período de novembro de 2024 a outubro de 2025, que totalizam R\$ 148.373.495.

Mês	Realizado										Orçado	
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Janeiro	-	2.718.304	586.236	3.184.939	1.126.533	1.941.439	940.184	2.591.388	1.227.856	2.093.878	9.618.283	9.576.508
Fevereiro		520.516	1.150.538	2.834.065	2.219.322	1.621.615	1.902.851	6.196.198	4.804.614	3.419.075	7.151.874	9.555.624
Março	1.527.714	1.413.128	3.347.598	2.788.513	1.616.155	2.544.346	4.211.169	3.825.959	5.336.781	7.599.251	11.779.538	13.317.269
Abril	1.690.139	1.874.068	3.428.969	1.821.364	1.397.547	1.915.132	5.578.783	3.735.817	5.611.693	6.165.821	10.956.653	12.899.533
Maio	1.617.929	9.167.224	3.112.310	1.593.203	973.742	1.666.670	6.426.210	5.530.636	6.039.200	13.139.759	12.632.519	13.524.480
Junho	747.643	8.228.495	4.572.603	1.959.521	1.058.402	1.954.724	6.253.008	4.470.444	7.078.792	6.946.178	10.177.539	12.396.049
Julho	1.630.973	3.810.909	4.234.082	3.130.842	1.159.228	2.472.595	3.535.776	4.006.520	9.043.759	9.053.974	8.653.439	10.669.255
Agosto	514.163	4.220.901	2.480.158	1.239.644	1.070.039	4.106.406	3.546.242	5.264.174	7.408.998	7.786.629	10.511.995	8.893.265
Setembro	3.027.683	4.900.342	4.334.697	1.646.481	652.450	3.409.280	4.537.372	4.129.059	6.678.664	9.501.902	9.719.381	15.005.781
Outubro	1.118.206	5.045.273	2.026.305	1.900.035	1.130.468	2.015.626	3.506.469	5.863.012	4.874.088	8.045.638	5.503.216	8.929.651
Novembro	766.767	8.994.479	1.565.076	1.631.503	3.644.537	3.108.746	3.715.065	5.313.746	9.668.675	16.965.516	10.444.699	7.759.020
Dezembro	-	181.514	8.098.247	2.619.493	2.699.664	2.751.543	9.906.811	6.803.591	8.564.415	7.057.887	11.732.213	11.796.582
Total		10.261.915	57.489.841	37.740.295	23.756.625	19.017.167	35.943.372	56.901.272	56.736.251	74.311.488	113.707.038	121.307.694
												143.010.319

Ciclo tarifário (nov/24 a out/25)	148.373.495
--	--------------------

A partir dos montantes de investimentos realizados no período 2014 a 2023 e aqueles a realizar constantes do orçamento no período destacado, novembro de 2024 a outubro de 2025, foi efetuado o cálculo para a remuneração de acordo com o critério constante no Anexo I do Contrato de Concessão:

“INV = investimento realizado e a realizar ao longo do ano, deduzida a depreciação cobrada na tarifa.

¹⁰ Aprovado em 28/12/2023 na 266ª Reunião do Conselho de Administração, ata registrada na Junta Comercial do Estado de Pernambuco – JUCEPE Anexo desta nota técnica.

TR = taxa de remuneração anual do investimento considerando 20% a.a.

Depreciação = 0,10 INV" (item 6 do Anexo I, definição das variáveis que compõe o cálculo da margem bruta).

No item 8.2 do Anexo I do Contrato de Concessão versa:

"A remuneração do investimento e a depreciação terão os seus valores unitários corrigidos na planilha pela aplicação da variação mensal do IGP - Índice Geral de Preços publicados pela Fundação Getúlio Vargas, acrescido da diferença entre o percentual decorrente da aplicação do índice adotado no mês anterior o índice real nesse mês, o qual só é conhecido no mês seguinte. Na ausência do IGP deverá ser utilizado outro índice que melhor represente a efetiva desvalorização da moeda." (critérios para o cálculo da revisão de margem)."

Os investimentos históricos foram atualizados até a data de 31/10/2024 utilizando o IGP-DI¹¹, cujo valor consta na coluna "investimento bruto corrigido acumulado" e, para os meses de maio/24 a outubro/24, como não havia uma projeção oficial do IGP-DI disponível, utilizamos os dados projetados do IGP-M fornecidos pelo BACEN, por meio do sistema de expectativas¹².

É importante destacar que os índices IGP-M e IGP-DI são bastante similares, diferenciando-se basicamente pelo período da coleta dos dados¹³. Por isso, a utilização do IGP-M como uma aproximação para o IGP-DI é considerada razoável. Essa abordagem permite a atualização dos investimentos de forma adequada, mesmo diante da indisponibilidade de uma projeção oficial específica para o IGP-DI nos meses subsequentes à data de referência.

A depreciação mensal foi gerada a partir do momento em que o investimento foi realizado, sendo calculada na proporção de 1/120, de modo que após 10 anos (120

¹¹ Ressalta-se que o último IGP-DI disponível, na construção da Revisão da Margem, era o de maio/2024.

¹² Sistema de Expectativas BACEN, Período no qual foram informadas as projeções: Data Base 14/06/2024) <https://www3.bcb.gov.br/expectativas2/#/consultaSeriesEstatisticas>

¹³ No IGP-M, os preços são avaliados entre os dias 21 e 20 do mês seguinte, enquanto no IGP-DI a pesquisa é realizada entre o primeiro dia e o último dia do mês. Embora tenham a mesma finalidade e sejam calculados da mesma forma, a diferença entre os índices reside apenas no período em que os preços são coletados

meses) o bem esteja 100% depreciado. A depreciação também foi acumulada e corrigida considerando as premissas supracitadas até out/2024.

De posse dos dados de investimento e depreciação acumulados e corrigidos, calculamos o investimento líquido e aplicamos à remuneração mensal a taxa equivalente anual de 20%. A seguir um quadro resumo dos dados projetados:

Mês/Ano	Investimento (Orçamento Empresarial)	Investimento Bruto Acumulado Corrigido até out/2024	Depreciação Mensal	Depreciação Mensal Corrigida até out/2024	Depreciação Corrigida Acumulada Corrigida até out/2024	Investimento Líquido Corrigido até out/2024	20% do INV Líquido corrigido até out/2024
nov/24	10.444.699	1.824.035.626	4.871.841	6.304.083	1.409.012.869	415.022.758	6.450.291
dez/24	11.796.582	1.835.832.208	4.971.659	6.405.531	1.415.418.400	420.413.808	6.534.378
jan/25	14.552.919	1.850.385.128	5.088.048	6.516.693	1.421.935.093	428.450.034	6.659.110
fev/25	15.944.012	1.866.329.140	5.211.327	6.629.846	1.428.564.939	437.764.201	6.803.438
mar/25	13.317.269	1.879.646.409	5.310.528	6.716.738	1.435.281.677	444.364.732	6.905.818
abr/25	12.899.533	1.892.545.942	5.402.407	6.792.676	1.442.074.353	450.471.590	7.000.474
mai/25	13.524.480	1.906.070.422	5.438.717	6.752.409	1.448.826.761	457.243.661	7.103.534
jun/25	12.396.049	1.918.466.471	5.473.447	6.718.953	1.455.545.714	462.920.756	7.189.935
jul/25	10.669.255	1.929.135.725	5.530.600	6.744.957	1.462.290.671	466.845.054	7.250.412
ago/25	8.893.265	1.938.028.990	5.569.536	6.749.796	1.469.040.467	468.988.523	7.283.302
set/25	15.005.781	1.953.034.771	5.653.748	6.794.744	1.475.835.211	477.199.561	7.409.697
out/25	8.929.651	1.961.964.422	5.686.118	6.787.845	1.482.623.056	479.341.366	7.442.381
		Total INV * 20%		84.032.770			

4.1.2 Custo Operacional (CO)

O custo operacional segue o que está definido na cláusula 14 do Contrato de Concessão:

"14. As tarifas do serviço de distribuição de gás canalizado serão fixadas pela CONCESSIONÁRIA e aprovadas pelo CONCEDENTE, de forma a cobrir todas as despesas realizadas pela CONCESSIONÁRIA e a remunerar o capital investido." (grifo nosso)

Os valores utilizados para apuração do Custo Operacional têm origem no orçamento Empresarial da Copergás e foram reclassificados nos seguintes itens, em consonância com o Anexo I do Contrato de Concessão:

Item	Descrição	Valor	Partic. no Total (%)	TFSD	Valor sem TFSD	Partic. no Total (%)
6.1.1	Pessoal	46.755.716	41%	-	46.755.716	44%
6.1.2	Despesas Gerais	13.177.452	12%	-	13.177.452	12%
6.1.3	Serviços Contrados	43.512.453	38%	-	43.512.453	41%
6.1.4	Material	2.959.937	3%	-	2.959.937	3%
6.1.5	Despesas Tributárias	8.081.015	7%	7.887.651	193.364	0%
6.1.6	Diferença com Perdas	-	0%	-	-	0%
6.1.7	Custo Financeiro	-	0%	-	-	0%
Total		114.486.573	100%	7.887.651	106.598.922	100%

É possível notar na tabela acima que os itens 6.1.6 e 6.1.7 não foram estimados no orçamento. Vale destacar, também, que o valor orçado de despesas para o período de novembro de 2024 a outubro de 2025, no total de R\$ 114.486.573, considera o valor da Taxa de Fiscalização dos Serviços Delegados¹⁴ (TFSD), de R\$ 7.887.651, que representa aproximadamente 7% da despesa total anual da Copergás, visto que incide sobre a receita líquida total auferida no ano anterior, ou seja, incide também sobre a parcela da tarifa relativa ao custo do gás.

Registra-se ainda que, a Companhia Pernambucana de Gás - COPERGÁS foi criada em 28 de novembro de 1991 pela Lei nº 10.656 e a assinatura do Contrato de Concessão se deu em 05 de novembro de 1992, ou seja, anterior a Lei nº 11.921 de 29 de dezembro de 2000 que instituiu a TFSD.

Segundo a Lei de Introdução às normas do Direito Brasileiro “DECRETO-LEI Nº 4.657, DE 4 DE SETEMBRO DE 1942.” em seu Artigo 6º § 1º:

*“Art. 6º A Lei em vigor terá efeito imediato e geral, respeitados o ato jurídico perfeito, o direito adquirido e a coisa julgada. “
“§ 1º Reputa-se ato jurídico perfeito o já consumado segundo a lei vigente ao tempo em que se efetuou.” (grifo nosso)*

O DECRETO-LEI supracitado contempla desta forma o Princípio do “*tempus regit actum*,” e da segurança jurídica, significa que qualquer situação jurídica como fatos e negócios serão avaliados e julgados não pela lei em vigor atualmente, mas sim, pela legislação aplicada no tempo da celebração do negócio. A não ser que o próprio termo de avença informe em sentido contrário o que não se insere no Contrato em apreço.

Ainda, ressalta-se o *benchmarking* realizado quanto à TFSD no Brasil, em que apenas em PE e em AL não há o repasse da TFSD sobre a margem bruta:

CDL	Critério de cálculo	Repassada na Margem Bruta?	Legislação
Algás	0,5% Receita Operacional Líquida	Não	Lei n.º 6.267/2001

¹⁴ Lei N.º 11.921 DE 29/12/2000.

Copergás	0,5% Receita Operacional Líquida	Não	Lei nº 11.921/2000
Cegás	Até 0,5% da receita operacional líquida (desconta receita térmica)	Sim	CLÁUSULA 2.1. do primeiro aditivo do Contrato de Concessão
Compagás	0,5% x (Receita bruta - Custo do gás)	Sim	Lei Complementar Estadual 222/2020
Gás Brasiliano	0,5% Receita Operacional Líquida	Sim	Art. 30 - Lei Complementar nº 1.025/2007
Msgás	0,4% Receita Operacional Líquida	Sim	Portaria AGEMS nº 089/2012
Potigás	1,5% Receita Operacional Líquida	Sim	Art. 65 da Lei Complementar Estadual nº 584/2016
Scgás	0,9% Receita Oper Líquida (Pode chegar a 2%)	Sim	Lei nº 16.673/2015 e Resolução ARESC Nº 199
Sergás	2% Margem Bruta (de distribuição)	Sim	Lei nº 8638, de 27 de dezembro de 2019
Sulgás	Enquadramento da receita bruta numa tabela de valores	Sim	Lei Estadual nº 15.648/2021

Ainda sobre a TFSD, ressaltamos que a destinação de tais valores deve garantir a melhoria contínua desta respeitosa Agência através de investimento em infraestrutura, pessoal e desenvolvimento para que seja possível a manutenção e contínua melhoria do nível de excelência técnico.

Apesar de entender que a TFSD deva ser incluída no cálculo do custo operacional, abaixo é apresentado o Custo Operacional sem TFSD para o Ciclo de Margem de nov/24 a out/25:

Custo Operacional (R\$)		
6.1.1	Pessoal	46.755.716
6.1.2	Despesas Gerais	13.177.452
6.1.3	Serviços Contrados	43.512.453
6.1.4	Material	2.959.937
6.1.5	Despesas Tributárias (Sem TFSD)	193.364
6.1.6	Diferença com Perdas	-
6.1.7	Custo Financeiro	-
Total de Despesas		106.598.922
TRS = 20%		21.319.784
Total		127.918.706

4.1.3 Depreciação (DE)

A depreciação utilizada para o cálculo da margem bruta é a depreciação linear, ou seja, $0,1 * \text{INV}$, conforme determinado no Anexo I do Contrato de Concessão. Esse valor é gerado pela planilha de cálculo regulatório, corrigida até 31/10/2024, onde foram atualizados para a data de 30/04/2024 utilizando o IGP-DI disponível até a construção do cálculo e para os demais meses foram utilizados os dados projetados do IGP-M pelo BACEN, através do sistema de expectativas, devido à proximidade dos índices que se diferenciam, basicamente, pelo período da data da coleta dos dados:

Mês/Ano	nov/24	dez/24	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	Total
Depreciação	6.304.083	6.405.531	6.516.693	6.629.846	6.716.738	6.792.676	6.752.409	6.718.953	6.744.957	6.749.796	6.794.744	6.787.845	79.914.270

No item 8.2 do Anexo I do Contrato de Concessão versa:

“A remuneração do investimento e a depreciação terão os seus valores unitários corrigidos na planilha pela aplicação da variação mensal do IGP - Índice Geral de Preços publicados pela Fundação Getúlio Vargas, acrescido da diferença entre o percentual decorrente da aplicação do índice adotado no mês anterior o índice real nesse mês, o qual só é conhecido no mês seguinte. Na ausência do IGP deverá ser utilizado outro índice que melhor represente a efetiva desvalorização da moeda.” (critérios para o cálculo da revisão de margem).”

4.1.4 Ajustes (Aj)

Esse é um tema que não foi superado nas Revisões da Margem Bruta de Distribuição anteriores devido à falta de convergência de conceitos entre a Copergás e a ARPE.

Nesse sentido, gostaríamos de discutir o que o Contrato de Concessão afirma no Anexo I e subitem 8.4 que os gastos estimados/prospectivos, ao final de um exercício será possível apurar os custos efetivamente incorridos, bem como a margem efetivamente arrecadada.

- I. De posse das informações, agora realizadas é possível realizar o cálculo do “AJUSTES”:

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

Em nosso entendimento, a margem é calculada com custos estimados, prospectivos, decorrentes do orçamento empresarial (custo operacional, custo de capital, depreciação e volume).

A partir do final do exercício, temos os custos reais e os volumes efetivamente entregues, ao mesmo tempo em que temos o valor de margem efetivamente arrecadado do mercado. Ou seja, tendo como base o que fora pleiteado no processo de Revisão da Margem Bruta de Distribuição versus os custos efetivamente incorridos e valores efetivamente arrecadados, temos condições de calcular o valor do ajuste.

A seguir é demonstrado o cálculo do ajuste, bem como o entendimento por parte da COPERGÁS.

Considerando os seguintes conceitos:

- i. Margem Realizada: No período de referência, é a margem que a Concessionária realizou a partir de suas margens aplicadas na estrutura tarifária ponderadas pelo volume de venda.
- ii. Margem Regulatória Efetiva: Margem obtida, no ano de referência, quando aplicada a metodologia do Contrato de Concessão com os valores realizados para custos, investimentos e volumes no citado ano de referência.

Assim, a COPERGÁS considera que o componente de Ajustes é a diferença entre a Margem Regulatória Efetiva e a Margem Realizada, que poderá ser positiva ou negativa.

Para o Ciclo de Margem de 2024/25, a Copergás realizou o cálculo da margem que teria direito no ano de 2023, considerando os dados realizados e comparou com a margem realizada em 2023, sem efeito da Conta Gráfica, conforme memórias de cálculo contidas no anexos 7.2.

Dados realizados	2023
Remuneração do Investimento (20% INV)	R\$ 61.339.637
Impostos Associados a Resultados (IR/CSLL)	R\$ 20.875.707
Custo Operacional (Sem TFSD)	R\$ 85.306.828
Remuneração OPEX	R\$ 17.061.366
Depreciação	R\$ 61.792.120
Margem de Distribuição Efetiva	R\$ 246.375.658
Margem Realizada	2023
Margem não térmica	R\$ 158.835.588
Margem autoprodutor	R\$ 35.844.022
Margem térmica	R\$ 53.322.267
Total	R\$ 248.001.877
Ajustes 2023	-R\$ 1.626.219

É importante destacar a necessidade de verificação dos custos efetivamente realizados para o cálculo dos Ajustes em virtude de a aprovação inicial de margem ser realizada com base em contratos vigentes no momento da análise do pleito de Revisão Tarifária.

Para elucidação do argumento acima cita-se a glosa realizada na conta 203 - “Veículos”, a qual a ARPE aprovou a média dos valores realizados em 2021 e 2022 em vez do valor pleiteado pela Copergás. Em suas contribuições, a Copergás informou que “(...) a Copergás realizou nova licitação através do processo licitatório nº 069/2023, especial das estatais - aberta nº 026/2023, o qual foi finalizado com um valor de contrato estimado em R\$ 4,5 milhões, o qual considera o aumento no número de veículos com objetivo de melhoria operacional de atendimento/prestação do serviço.

Assim, mesmo com a justificativa do valor pleiteado pela Copergás para essa conta, a ARPE manteve a glosa inicial. Por consequência, o novo contrato de locação de veículos (DAF 066.23), que foi publicado no dia 28/10/2023 e teve como objetivo a melhoria operacional de atendimento/prestação do serviço, não foi sensibilizado pela ARPE na homologação da revisão da margem bruta de distribuição da Concessionária através da Resolução ARPE 241, que data de 26/10/2023, ou seja, apenas 2 dias antes da publicação em Diário Oficial.

Assim, esse ponto demonstra duas questões:

- i. Custo operacional/capital: Os valores aprovados pela ARPE devem considerar os custos prospectivos previstos em orçamento e encaminhados pela Copergás no momento do pleito, independente de publicação de contratos no diário oficial.
- ii. Ajustes: A partir dos valores realizados, é necessário o recálculo da margem de direito da distribuidora naquele período e, assim, compare-se tal valor à margem de distribuição realizada para que seja possível o cálculo do Ajuste para o ano seguinte.

A partir desse entendimento, o conceito de Ajustes pode ser efetivamente calculado de modo a obtermos *“As diferenças entre os aumentos de custo estimados e os aumentos reais”*.

Além das demonstrações mencionadas, destaca-se o nível de assertividade da distribuidora ao longo dos anos nas Revisões Tarifárias, bem como seu compromisso com o mercado de gás de Pernambuco para evitar onerações nas tarifas ao longo dos processos tarifários e manutenção da competitividade.

4.1.5 Aumento de Produtividade

Conforme Anexo I do Contrato de Concessão:

“Na planilha incidirá uma parcela destinada a transferir para a Concessionária 50% da redução do custo unitário que comprovadamente a Concessionária conseguir obter ao longo do ano anterior ao ano de referência para cálculo da tarifa. Tal parcela será também atualizada pelo IGP”.

Abaixo é demonstrada a metodologia que foi construída de modo a dar maior previsibilidade ao tema:

No Ano de Referência n, ano para o qual está se calculando a margem regulatória, a formula para o cálculo do ganho de produtividade é:

$$GP_n = \frac{\left[\left[\left(\frac{CO_{n-1}}{V_{n-1}} \right) - \left(\frac{CO_{n-2}}{V_{n-2}} \times (1 + IGP - DI) \right) \right] \times V_{n-1} \right] \times 50\%}{V_n}$$

GP = Ganhos de Produtividade definido em R\$/m³;

N = ano base para cálculo da margem regulatória prospectiva;

CO = Custo Operacional;

V = Volume;

IGP-DI = refere-se ao acumulado no período n-1;

Haverá ganho de produtividade se o resultado da aplicação da fórmula acima for negativo. Ressalta-se ainda que o crescimento de volume é o elemento decisivo para a obtenção de ganho de produtividade.

Para o Ciclo de Margem de 2024/25, a Copergás entende a necessidade de alinhamento de conceitos para que, no ciclo de 2025/26, seja possível analisar o aumento de produtividade.

4.1.6 Adicional para formação de reserva

Para o Ciclo de Margem de 2023/24, a Copergás entende a necessidade de alinhamento de conceitos para que, no ciclo de 2024/25 seja possível analisar o adicional para formação de reserva.

4.1.7 Custo de Capital (CC) - Imposto de Renda e outros impostos associados ao resultado

Outro componente do Custo de Capital é o IR e CSLL, definido como “*imposto de renda e outros impostos associados ao resultado*”.

Conforme explicitado nesta Nota Técnica, mais especificamente no item 3.2.1.2, a abordagem utilizada pela ARPE e Copergás até o ano de 2022 para determinar o imposto de renda (IR) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) para calcular a Margem Bruta (MB) foi de inserir o valor do IR/CSLL do orçamento anual como um dado já calculado para determinar o cálculo da Margem Bruta. No entanto, esse procedimento pode causar discrepâncias entre o resultado regulatório e o resultado econômico-financeiro.

Dessa forma, seguindo a metodologia apontada no item 3.2.1.2 e, considerando a margem garantida composta pela RNEST - tal contrato com o usuário foi homologado pela ARPE através da Resolução nº 237 no dia 02 de junho de 2023

e que garante à Copergás 80% da Quantidade Diária de Movimentação Contratada¹⁵.

Margem Regulatória (R\$)	
Margem Autoprodutor	25.461.295

Destaca-se que o contrato junto à Termopernambuco se encerrou no mês de abr/24, reduzindo assim a margem garantida que compõe o pleito.

A seguir é calculado de forma iterativa o IR/CSLL ressaltando-se a consideração do benefício Sudene (redução de 75% do IR):

Ciclo de margem 2024/25			
A	Volume previsto	R\$	615.416.681
B = 80% x A	80% do volume	R\$	492.333.345
D = 20% x C	Remuneração do capital	R\$	84.032.770
E	IR/CSLL	R\$	22.878.339
F	Custos operacionais sem TFSD	R\$	106.598.922
G	Remuneração OPEX	R\$	21.319.784
H	Depreciação Regulatória	R\$	79.914.270
I	Ajustes	-R\$	1.626.219
J	Aumento de Produtividade		
K	Margem Bruta	R\$	313.117.867
L	Margem Garantida	R\$	25.461.295
M	Margem Unitária	R\$	0,5843
DRE simplificada			
N = B x M	Margem aprovada não térmica	R\$	287.656.572
O	Margem TERMOPE		
P	Margem RNEST	R\$	25.461.295
Q	Custos operacionais com TFSD	R\$	114.486.573
R	Depreciação Regulatória	R\$	79.914.270
S = N + O - Q - R	Lucro da exploração	R\$	93.255.729
T = S x 25%	IR sobre Lucro da Exploração	R\$	23.313.932
U = T x 75%	Incentivo fiscal - SUDENE	R\$	17.485.449
V = (P + S) x 25%	IR sobre Lucro Real	R\$	29.679.256
X = V - U	IR Resultante	R\$	12.193.807
Z = (P + S) x 9%	CSLL Resultante	R\$	10.684.532

¹ Alíquota teórica composta por Imposto de Renda (25%) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (9%), considerado benefício SUDENE (redução de 75% do IR)

Dessa forma, os valores de IR/CSLL para fins de composição de margem bruta são R\$ 22.878.339.

4.2 Margem de Distribuição calculada para o Ciclo de Margem 2024/25

Sendo assim, o cálculo da Margem de Distribuição a que faz jus a COPERGÁS para Ciclo de Margem 2024/25, é de:

¹⁵ QDMC = 1.700.000 m³/dia

Margem Regulatória (R\$)	
Remuneração do INV	84.032.770
Imp S/Result. (IR + CSLL)	22.878.339
Custo Operacional	127.918.706
Depreciação	79.914.270
Ajustes	- 1.626.219
<i>Aumento de Produtividade</i>	
Total	313.117.866

Com base nos dados projetados para o Ciclo de Margem de 2023/24, a Copergás tem direito a uma margem total aplicável nos diversos segmentos de mercado de R\$ 313.117.866, de modo que esse valor seja distribuído entre a margem não termoelétrica e a do autoprodutor, conforme a seguir:

Margem Regulatória (R\$)	
Margem Autoprodutor	25.461.295
Margem Não Térmica	287.656.572
Total	313.117.866

4.3 Margem média para o período de nov/24 a out/25

A margem média não termelétrica pleiteada para o Ciclo de Margem de 2024/25 pela Copergás, com base nos conceitos e metodologia de cálculo da margem de contribuição do Contrato de Concessão, é de R\$ 0,5843/m³, conforme cálculo abaixo:

Margem média 2024/25	
Margem Não Térmica	287.656.572
÷	
80% da Previsão de Vendas ¹	492.333.345
Margem média - R\$/m³	0,5843
¹ 100% da Previsão de Vendas (Orçamento 2024-2029)	615.416.681

5 Mercado Livre

A Lei 15.900/2016 e suas atualizações bem como a Resolução ARPE 255/2024 definem que a TUSD, a ser homologada pela ARPE, terá sua regra de formação igual a das tarifas de fornecimento aplicadas ao mercado cativo, por segmento e/ou subsegmento, adicionando-se o custo de gestão do mercado livre, e com a

exclusão do custo médio ponderado do gás e das despesas com as atividades de compra e venda de gás.

Apesar de tal disposição legal, a Copergás entende que a exclusão de despesas com as atividades de compra e venda de gás não deve ser realizada, visto que são estritamente despesas de pessoal e que, em virtude das características da Companhia, se caracterizam por serem custos fixos na estrutura orçamentária.

Ante ao exposto, devido ao cenário atual de baixo grau de maturidade do mercado livre no estado de Pernambuco e baixo conhecimento da estrutura de custos necessária para gerir o mercado livre, a Copergás entende que, para o ciclo de Margem 2024/25, a margem e a estrutura tarifária para o subsegmento industrial deve ser a mesma aplicada ao mercado cativo com a exclusão do custo médio ponderado do gás.

Assim, à medida que haja a evolução esperada do mercado livre, será possível entender o custo de gestão em sua integralidade bem como a necessidade de revisão quanto à exclusão de despesas com as atividades de compra e venda de gás.

Dessa forma, a TUSD proposta para os usuários que pretendem migrar para o ambiente livre é a margem já praticada para os usuários do mercado cativo, bem como as faixas de consumo.

6 Pleito

Diante dos cálculos e informações constantes nesta Nota Técnica, a Copergás solicita:

- ✓ Regulamentação do Processo de Revisão de Margem de Distribuição considerando o que preceitua o Contrato de Concessão;
- ✓ Aprovar a Margem Bruta de Distribuição total para Ciclo de Margem de 2024/25 no valor de R\$ 313.117.866;
- ✓ Para a margem de Distribuição a ser aplicada ao mercado não termelétrico aprovar o valor de R\$ 287.656.572, que considerando 80% do volume de vendas previsto atinge-se uma margem média de R\$ 0,5843/m³.
- ✓ Consumidores Livres do Segmento Industrial:
 - Fator de Mercado Livre igual a 1 para o ciclo de margem de nov/24 a out/25;
 - Regra de reajuste de acordo com aprovação trimestral pela ARPE;
 - A ser aplicada no faturamento do serviço prestado, na forma estabelecida no Contrato de Uso do Serviço de Distribuição.

7 Anexo

7.1 Ata do Conselho de Administração que aprova o Orçamento Empresarial 2024-2029

COMPANHIA PERNAMBUCANA DE GÁS - COPERGÁS
CNPJ (MF) 41.025.313/0001-81 - NIRE: 26300008734

EXTRATO 017/2023 DE DELIBERAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da Companhia Pernambucana de Gás – COPERGÁS, nos itens 4.8, 4.9 e 4.10 contidos na Ata da 266ª Reunião realizada em 15 de dezembro de 2023, deliberou por:

- Aprovar, com base no Art. 13, inciso XVI do Estatuto Social da Copergás e na Proposta DIREX 075/2023, o Plano de Negócios Anual 2024, com inclusão do exercício de 2029 na “Visão” da Companhia.
- Aprovar, com base no Art. 13, inciso XVI do Estatuto Social da Copergás e na Proposta DIREX 076/2023, sobre a Estratégia de Longo Prazo 2024 – 2029, com inclusão do exercício de 2029 na “Visão” da Companhia.
- Aprovar, com base no Art. 13, inciso XIII do Estatuto Social da Copergás e na Proposta DIREX 078/2023, o Plano Plurianual de Negócios PPN e Orçamento Empresarial da Copergás para o exercício 2024, assim como as projeções preliminares do Orçamento para os exercícios de 2025-2029, para apreciação e aprovação do Conselho de Administração.

7.2 Ajustes e Margem Realizada 2023

7.3 Planilha Margem Regulatoria com reajuste IGP DI Ciclo 2024-25

7.4 DE PARA - ARPE

7.5 Minuta de Resolução - Regulamentação da Revisão de Margem

Minuta de Resolução:

Art. 1º Disciplinar os procedimentos, apresentação e envio de informações e documentos a serem encaminhados pela Concessionária, necessários à formulação de propostas relativas à definição da Margem Bruta anual (calculada conforme disposto no Contrato de Concessão, firmado entre a COPERGÁS e o poder concedente em novembro de 1992) a ser praticada no Serviço Público de Distribuição de Gás Canalizado no Estado de Pernambuco, prestado pela Companhia Pernambucana de Gás - COPERGÁS.

Art. 2º Para a definição da margem bruta, a concessionária deverá fornecer à ARPE, até o último dia útil do mês de agosto do ano de revisão, sem prejuízo das informações a serem fornecidas nos termos desta resolução, o pleito tarifário contendo os seguintes documentos, em formato excel:

I - Metodologia de cálculo da tarifa média e da margem bruta;

II - Tabela de tarifas do gás natural;

III - planilha detalhada dos investimentos a realizar, espelhando os centros de custos e seus respectivos valores orçados no pleito tarifário;

IV - Planilha detalhada das despesas realizar, espelhando as contas orçamentárias e seus respectivos valores orçados no pleito tarifário;

V - Relatório consolidado contendo as vendas realizadas no exercício anterior e as projeções para o próximo exercício;

Art. 3º A Concessionária encaminhará à ARPE, anualmente, até o último dia de dezembro de cada exercício, seu Plano de Investimento proposto para o próximo exercício, aberto por projeto e classificado em Saturação da Rede, Expansão da Rede, Melhoria/Modernização da Rede e Administrativo;

Art. 4º Os documentos contábeis deverão ser enviados de forma impressa e em formato digital, tão logo os mesmos tenham sido aprovados pelas devidas instâncias de Governança da Companhia.

§ 1º Os documentos contábeis a serem enviados pela Concessionária são:

I - Balanço patrimonial;

II - Relatório emitido por auditoria externa a respeito das demonstrações financeiras;

III - demonstrações de resultados;

IV - Demonstração das mutações do patrimônio líquido;

V - Balancete analítico;

Art. 5º. A margem bruta - MB contratual é calculada pela seguinte fórmula paramétrica: Margem Bruta = Custo do Capital + Custo Operacional + Depreciação + Ajustes + Aumento de produtividade.

Parágrafo único. O cálculo da margem bruta - MB da distribuição está estruturado na avaliação prospectiva dos custos de capital e dos custos operacionais, na depreciação dos investimentos vinculados aos serviços objeto da concessão, realizados ou a realizar ao longo do ano de referência para cálculo, e na projeção dos volumes de gás a serem vendidos, segundo o orçamento anual.

Art. 6. O custo de capital - CC, integrante da fórmula para cálculo da margem bruta - MB, é calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$CC = (INV \times TR + IR)/V$$

Onde:

INV = Investimento realizado e a realizar ao longo do ano deduzida a depreciação cobrada na tarifa;

TR = Taxa de Remuneração anual do investimento definida em 20% ao ano;

IR = Imposto de Renda e outros impostos associados a resultados.

§ 1º O Imposto de Renda será calculado considerando os dados regulatórios aplicando-se as alíquotas vigentes na legislação tributária.

Art. 7. O custo operacional - CO, integrante da fórmula para cálculo da margem bruta - MB, é calculado de acordo com a seguinte fórmula contratual:

$$CO = (P + DG + SC + M + DT + DP + CF + DC) \times (1 + TRS)/V$$

Onde:

P = Despesa de Pessoal;

DG = Despesas Gerais;

C = Serviços Contratados;

M = Despesas com Material;

DT = Despesas Tributárias;

DP = Diferenças com Perdas;

CF = Custos Financeiros;

DC = Despesa com Comercialização e Publicidade;

TRS = Taxa de Remuneração dos Serviços definida em 20% e;

V = 80% das previsões atualizadas das vendas para o ciclo de margem.

Art. 8. A Concessionária fornecerá à ARPE, mensalmente, em documento em formato excel, o custo operacional realizado e projetado até o final do exercício vigente, discriminando item a item os valores referentes às informações as seguintes informações:

P- Despesas de Pessoal;

DG- Despesas Gerais;

SC- Serviços Contratados;

M- Despesas com Material;

DT- Despesas Tributárias;

DP- Diferenças com Perdas;

CF- Custos Financeiros;

DC- Despesas com Comercialização e Publicidade; e

V - Volume de Gás Comercializado.

Art. 9. A taxa de depreciação é aquela estabelecida pelo Contrato de Concessão: Depreciação = $(0,10 \times INV)/V$

§ 1º O valor da depreciação regulatória não deve ser equiparado ao valor da depreciação registrada pela Contabilidade Societária, a qual está sujeita a outras regras.

§ 2º A depreciação deve ser realizada com base no método linear para um período de 10 anos, no qual a depreciação anual de cada ativo corresponderá a 1/10 do investimento realizado, sendo posteriormente aplicada a correção monetária pelo IGP-DI sobre o valor da depreciação.

§ 3º Preferencialmente, a Depreciação será traduzida em base mensal, correspondendo assim a uma fração de 1/12 do valor calculado conforme parágrafo anterior, devendo ser corrigida pelo IGP-DI para cada um dos meses do ano.

Art. 10. O Ajuste é a diferença entre os aumentos de custo estimados e os aumentos reais, compensadas para mais ou para menos em planilha.

§ 1º Todos os eventuais ajustes deverão ser justificados e apresentados separadamente de modo que os seus efeitos possam ser compreendidos isoladamente.

§ 2º Como os eventuais ajustes podem ter efeitos positivos e negativos, eles devem ser considerados no seu conjunto, devendo ser aplicado apenas o seu efeito líquido.

§ 3º Para o cálculo de Ajustes no período de referência (n), considera-se a fórmula a seguir:

$$Ajustes_n = \{[(Margem Regulatória Efetiva)_{n-1} - (Margem Realizada)_{n-1}]\}$$

Onde:

Margem Realizada: No período de referência, é a margem em reais que a Concessionária realizou a partir de suas margens aplicadas na estrutura tarifária ponderadas pelo volume de venda realizado.

Margem Regulatória Efetiva: Margem obtida em reais, no período de referência, quando aplicada a metodologia do Contrato de Concessão com os valores realizados para custos, investimentos e volumes no citado ano de referência.

Art. 11. O aumento de produtividade é uma parcela destinada a transferir para a concessionária 50% (cinquenta por cento) da redução de custo unitário que, comprovadamente, a concessionária conseguir obter ao longo do ano anterior ao de referência para cálculo da tarifa. Tal parcela será também atualizada mensalmente pelo IGP. O cálculo segue a seguinte fórmula:

$$GP_n = \frac{\left[\left[\left(\frac{CO_{n-1}}{V_{n-1}} \right) - \left(\frac{CO_{n-2}}{V_{n-2}} \times (1 + IGP - DI) \right) \right] \times V_{n-1} \right] \times 50\%}{V_n}$$

GP = Ganho de Produtividade definido em R\$/m³;

N = ano base para cálculo da margem regulatória prospectiva;

CO = Custo Operacional;

V = Volume de gás comercializado (100%);

IGP-DI = refere-se ao acumulado no período n-1;

§ 1º O aumento de produtividade só será considerado para cálculo da margem bruta quando for negativo.

Art. 12. A concessionária deverá encaminhar o pleito tarifário até o último dia útil do mês de agosto, assim como a ARPE terá de 1º de setembro a 31 de outubro para realizar a revisão da tarifa e a vigência da mesma se dará no dia 1º de novembro a 31 de outubro do ano subsequente.