

**NOTA TÉCNICA SEDE-DIEN Nº 07-2022 - PROPOSTA DE  
RECEITA REQUERIDA**

Contribuições e comentários

**Fevereiro  
2022**

## Índice

<b>1. Introdução .....</b>	<b>5</b>
<b>2. Contextualização.....</b>	<b>5</b>
<b>3. Contribuições.....</b>	<b>6</b>
3.1. Demanda.....	6
3.1.1. <i>Termoelétrica.....</i>	6
3.1.2. <i>Mercado livre.....</i>	8
3.2. Base de Remuneração Regulatória .....	14
3.2.1. <i>Arrendamento .....</i>	14
3.2.2. <i>Razoabilidade dos custos dos ativos.....</i>	16
3.2.3. <i>Estoque .....</i>	17
3.2.4. <i>Investimentos .....</i>	18
3.2.5. <i>Projetos de P&amp;D.....</i>	20
3.3. Custos Operacionais.....	21
3.3.1. <i>Custos Totais.....</i>	21
3.3.2. <i>Despesas MSO .....</i>	26
3.3.3. <i>Custos da gestão de fornecimento de gás e transporte .....</i>	28
3.3.4. <i>Receitas irrecuperáveis.....</i>	29
3.3.5. <i>Perdas .....</i>	30
3.4. Antecipação da 2ª RTO .....	31
3.5. Receita em Excesso Devido aos Investimentos não Realizados .....	36
3.6. Receita requerida do serviço de comercialização.....	37
<b>4. Bibliografia .....</b>	<b>45</b>
<b>5. Anexo .....</b>	<b>46</b>
5.1. Anexo I: Justificativa técnica dos investimentos atípicos .....	46

## Figuras

Figura 1: Receitas requeridas propostas pela SEDE. Fonte: Nota Técnica SEDE-DIEM Nº07/2022 .....	5
Figura 2: Margem média proposta pela SEDE. Fonte: Nota Técnica SEDE-DIEM Nº07/2022.....	5
Figura 3: Reposicionamento tarifário proposto pela SEDE. Fonte: Nota Técnica SEDE-DIEM Nº07/2022..	6
Figura 4: Projeção do volume do segmento termoeletrico. Fonte: NT SEDE-DIEN nº07-2022.....	6
Figura 5: Metodologia de estimação do volume do segmento termoeletrico para a 1ª RTO. Fonte: Nota Técnica SEDE nº 01/2019 .....	7
Figura 6: Comparação do consumo médio histórico para diferentes períodos de tempo. Fonte: Elaboracao propia. ....	7
Figura 7: Projeções de mercado livre propostas pela GASMIG. Fonte: NT SEDE-DIEN nº07-2022.....	8
Figura 8: Projeções de mercado cativo propostas pela GASMIG. Fonte: NT SEDE-DIEN nº07-2022. ....	9
Figura 9: Projeções de mercado livre propostas pela SEDE. Fonte: NT SEDE-DIEN nº07-2022. ....	10
Figura 10: Projeções de mercado cativo propostas pela SEDE. Fonte: NT SEDE-DIEN nº07-2022.....	11
Figura 11: Exclusão dos ativos arrendados. Fonte: NT SEDE-DIEN nº07-2022.....	15
Figura 12: Redução por ativos atípicos. Fonte: NT SEDE-DIEN nº07-2022.....	16
Figura 13: Limites superiores dos custos das tubulações estimadas pela SEDE. Fonte: Elaboração própria. ....	16
Figura 14: Estimação taxa de estoque.....	17
Figura 15: Taxa empregada pela ARSESP para definir o montante de recursos destinados a financiar projetos de Pesquisa e desenvolvimento tecnológico, conservação e racionalização do uso do gás natural. Fonte: NTF 030-2019.....	21
Figura 16: Projeção dos custos MSO. Fonte: Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022. ....	26
Figura 17: Comparação do custo MSO por m3. Fonte: Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022. ....	26
Figura 18: Custo MSO por m3. Fonte: Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022. ....	26
Figura 19: Comparação de usuários, extensão de rede e volume 2015 e 2021 da GASMIG. Fonte: Elaboração própria. ....	27
Figura 20: Fundamentação da exclusão do item custo da gestão do fornecimento de gás e transporte. Fonte: Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022.....	28
Figura 21: Estimação das taxas de perdas. Fonte: Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022.....	30
Figura 22: Perdas da GASMIG para os anos 2014 e 2015. Fonte: Nota Técnica SEDECTES nº01/2018. ....	31
Figura 23: Determinação da compensação financeira pela antecipação da 2ª RTO. Fonte: NT SEDE-DIEN nº07-2022.....	32
Figura 24: Mecanismo de revisão tarifária extraordinária. Fonte: Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 ..	32
Figura 25: Impacto da metodologia de estimação da compensação financeira no equilíbrio econômico da concessionária (5 anos). Fonte: Antecipação da Revisão Tarifária. ....	33
Figura 26: Impacto da metodologia de estimação da compensação financeira no equilíbrio econômico da concessionária (4 anos). Fonte: Antecipação da Revisão Tarifária. ....	33
Figura 27: Estimação das margens media para os fluxos de 4 e 5 anos. Fonte: Antecipação da Revisão Tarifária. ....	34

Figura 28: Diferença entre as tarifas medias para os fluxos de 4 e 5 anos. Fonte: Antecipação da Revisão Tarifária. ....	34
Figura 29: Estimação da receita em excesso. Fonte: Elaboração própria. ....	34
Figura 30: Receita não repassada pela demora 1º RTO. Fonte: Antecipação da Revisão Tarifária. ....	34
Figura 31: Tarifa financeira. Fonte: Antecipação da Revisão Tarifária. ....	35
Figura 32: Estimação da compensação pela antecipação da 2º RTO. Fonte: Elaboração própria. ....	35
Figura 33: Estimação da compensação pela antecipação da 2º RTO. Fonte: Elaboração própria. ....	35
Figura 34: Margem não repassada. Fonte: NOTA TÉCNICA SPMEEL nº 02/2019. ....	36
Figura 35: Investimentos totais projetados. Fonte: Nota Técnica SEDE nº 01/2019. ....	37
Figura 36: Proporção de custos de comercialização empregado pela SEDE. Fonte: NT SEDE-DIEN nº 07-2022. ....	38
Figura 37: Comparativo Mercado Livre estados de Minas Gerais e São Paulo. Elaboração própria. ....	38
Figura 38: Despesas incluídas no encargo de comercialização da concessionária Comgas. Fonte: Modelo-Economico-Financeiro-Comgas_4RTO_vAjustada2020_REVISAO. ....	39
Figura 39: Despesas incluídas no encargo de comercialização da concessionária GBD. Fonte: Modelo-Economico-Financeiro-GBD_4RTO_vfinal. ....	39
Figura 40: Despesas incluídas no encargo de comercialização da concessionária GNSPS. Fonte: Modelo-Economico-Financeiro-_4RTO_Naturgy - posCP. ....	39
Figura 41: Determinação da receita Requerida do serviço de comercialização regulada. Fonte: NT SEDECTES nº 04/2017. ....	40
Figura 42: Determinação da Receita Requerida do serviço de comercialização regulada. Fonte: NT SEDECTES nº 04/2017. ....	41
Figura 43: Relação despesas de gestão de fornecimento e despesas para encargo de comercialização para a concessionária Comgas. Fonte: Despesas incluídas no encargo de comercialização da concessionária Comgas. Fonte: Modelo-Economico-Financeiro-Comgas_4RTO_vAjustada2020_REVISAO. ....	41
Figura 44: Relação despesas de gestão de fornecimento e despesas para encargo de comercialização para a concessionária GNSPS. Fonte: Modelo-Economico-Financeiro-_4RTO_Naturgy - posCP. ....	42
Figura 45: Determinação da TUSD para a concessionárias CEG e CEG Rio no ano 2020. Fonte: AGENERSA. ....	42
Figura 46: Comparação quantidade de usuários projetados concessionárias de São Paulo e GASMIG. Fonte: Elaboração própria. ....	42
Figura 47: Impacto tarifário da desagregação (valores a Jan/22) . Fonte: Elaboração própria. ....	43
Figura 48: Diferença entre a tarifa média do mercado cativo e livre. Fonte: Elaboração própria. ....	43

## 1. Introdução

O presente relatório contém as contribuições e observações à Nota Técnica SEDE-DIEM Nº07/2022 apresentada pela SEDE com a Proposta da Receita Requerida do Processo da Segunda Revisão Tarifária Ordinária (RTO) da Concessionária GASMIG.

As contribuições constantes nos itens seguintes deste documento procuram evidenciar os argumentos da GASMIG em relação a cada um dos pontos não convergentes com o entendimento proposto pela Secretaria.

## 2. Contextualização

A SEDE na Nota Técnica SEDE-DIEM Nº07/2022 estabelece em consulta pública a proposta da receita requerida para a segunda revisão tarifária ordinária (RTO) da concessionária GASMIG.

Na Nota Técnica, a SEDE propõe um VP da receita requerida de [Milhões R\$] 3.087,69 desagregado em [Milhões R\$] 2.894,92 para o serviço de distribuição e [Milhões R\$] 192,78 para o serviço de comercialização.

**Figura 1: Receitas requeridas propostas pela SEDE. Fonte: Nota Técnica SEDE-DIEM Nº07/2022**

**Tabela 92 - Montantes das receitas requeridas dos serviços de distribuição e comercialização**

	Total	Distribuição	Comercialização
VP Receita Requerida (Milhões R\$)	3.087,69	2.894,92	192,78

Considerando as demandas propostas pela SEDE, são obtidas uma margem média de distribuição de [R\$/m³] 0,5972 e uma margem média de comercialização de [R\$/m³] 0,0682 o que representam um reposicionamento tarifário de 2,9% e 44,65%, respectivamente.

**Figura 2: Margem média proposta pela SEDE. Fonte: Nota Técnica SEDE-DIEM Nº07/2022**

**Tabela 93 – Margem média de distribuição e comercialização (em moeda de janeiro de 2022)**

SJAN/22	Total	Distribuição	Comercialização
VP Receita Requerida (Milhões R\$)	3.221,81	3.020,66	201,15
VP Volume (Milhões m³)		5.058,13	2.950,12
Margem Média (R\$/m³)	0,6654	0,5972	0,0682

Figura 3: Reposicionamento tarifário proposto pela SEDE. Fonte: Nota Técnica SEDE-DIEM Nº07/2022

**Tabela 104 - Reposicionamento tarifário ordinário**

	Total	Distribuição	Comercialização
VP Receita Requerida (Milhões R\$ de JAN/22)	3.221,81	3.020,66	201,15
VP Receita Verificada (Milhões R\$)	3.074,67	2.935,61	139,06
IRTO	4,79%	2,90%	44,65%

Considerando as informações e resultados publicados pela SEDE, a GASMIG solicita uma revisão do cálculo da Receita Requerida, da margem média e do índice de reposicionamento tarifário proposto pela agência reguladora e, com esse fim, apresenta as contribuições que se seguem neste documento.

### 3. Contribuições

#### 3.1. Demanda

##### 3.1.1. Termoelétrica

A SEDE na Nota Técnica SEDE-DIEN nº07-2022 indica que o volume anual do segmento termoelétrico para o período 2022-2026, foi estimado a partir a média do período 2009-2020.

Figura 4: Projeção do volume do segmento termoelétrico. Fonte: NT SEDE-DIEN nº07-2022.

A SEDE considera que o período 2009-2020, consiste numa série histórica suficientemente longa para captar os distintos períodos de secas e chuvas da região. Dessa forma, a SEDE propõe que o consumo projetado para todo o período do segmento termelétrico seja igual à média histórica do período 2009-2020, resultando em 266,252 milhões de m³ o que representa um incremento de 4,41%.

**Tabela 17 - Comparação das previsões do consumo do mercado termoelétrico**

	Previsão Volume Termoelétrico	
GASMIG	[mil m³ ano]	255.000
SEDE	[mil m³ ano]	266.252
		<b>4,41%</b>

Em primeiro lugar, a SEDE não fundamenta os motivos da eleição do tamanho de uma série temporal de 12 anos nem explicita quais os critérios ou metodologias para afirmar que a série proposta é “suficientemente longa” para captar os períodos de secas e de chuvas da região. Neste ponto, é importante lembrar que o despacho das centrais termoelétricas não depende somente das variáveis climáticas citadas, senão que muitos outros critérios e parâmetros intervêm para definir se uma usina será despachada ou não. Dentre esses, o custo variável da usina em relação ao custo das outras centrais geradoras da região e do país, o tipo de contrato da usina, se a usina está considerada no Programa Prioritário de Termoeletricidade – PPT, as decisões do operador nacional do sistema (NOS) em relação ao



despacho fora da ordem de mérito e outros critérios que respondem à lógica e funcionamento de um sistema integrado de geração e despacho de energia elétrica.

Ademais, a média do período 2009-2020 (12 anos) proposta pela SEDE apresenta uma mudança em relação ao critério adotado na 1ª RTO. Na Nota Técnica SEDE nº 01/2019, a SEDE considerou adequado um período maior de tempo, utilizando a média do consumo histórico no período 2004-2017, o que corresponde a uma série de 14 anos.

**Figura 5: Metodologia de estimação do volume do segmento termoeletrico para a 1ª RTO. Fonte: Nota Técnica SEDE nº 01/2019**

### Termoeletrico

A partir do estabelecido na resposta à contribuição 13, a projeção do mercado termoeletrico foi estimada como a média do consumo histórico no período 2004-2017 (**248.191 Milhares de m³**).

**Tabela 21: Projeção do consumo mercado termoeletrico**

	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Termoeletrico</b> [Milhares de M³]	248.191	248.191	248.191	248.191	248.191

Adicionalmente, considerando que o modelo regulatório vigente estabelece que o risco do mercado esteja alocado na concessionária, a mudança arbitrária do critério em relação à extensão da série temporal trará efeitos nocivos para a rentabilidade da GASMIG se o mercado projetado não se realizar.

Nesse contexto, e em prol da definição de uma série mais robusta que possa capturar da melhor forma a aleatoriedade do despacho das centrais termoeletricas, deveria ser utilizada a média da série temporal mais longa disponível, neste caso entre os anos de 2004 e 2020, correspondente a uma média de **243.521** milhares de metros cúbicos.

Vejam na figura a seguir como se comporta o consumo médio considerando diferentes séries temporais, a concessionária solicita que o consumo seja projetado considerando a mesma quantidade de anos que os empregados na 1ª RTO.

**Figura 6: Comparação do consumo médio histórico para diferentes períodos de tempo. Fonte: Elaboracao propria.**

Media do volume termoeletrico [Milhares m3]					
[2009-2020]	[2008-2020]	[2007-2020]	[2006-2020]	[2005-2020]	[2004-2020]
266.252,17	267.868,54	254.230	250.354	244.638	243.521

Outro ponto que deve ser considerado para se fazer uma projeção do volume das termoeletricas é o custo de geração de energia. As térmicas que estão na área de concessão da GASMIG fizeram parte do Programa Prioritário de Termoeletricidade - PPT, de 24 de fevereiro de 2000. O PPT garantia pelo prazo de 20 anos o suprimento de gás natural a preços subsidiados, resultando em um custo variável unitário - CVU menor para a geração de energia.

A Termoeletrica de Juiz de Fora teve seu contrato de suprimento no âmbito do PPT encerrado em janeiro de 2022. Já a Ibitermo terá seu contrato de suprimento encerrado em junho de 2022. Nesses dois casos, as térmicas não farão jus a um custo de gás subsidiado, o que resultará em um aumento do CVU.

O Operador Nacional do Sistema -ONS define a programação de geração de cada uma das usinas do Sistema Interligado Nacional – SIN. Nessa modalidade, as unidades geradoras informam quanta energia

querem produzir e a qual preço de geração dessa energia. O ONS determina as curvas de oferta e de demanda. Essas curvas são analisadas e cruzadas para que seja encontrado um ponto de equilíbrio. É nesse momento que o ONS faz o despacho de usinas cujas ofertas de preço são menores ou iguais a esse ponto.

Portanto, quanto mais caro for o custo de geração de energia, menor será o despacho e, portanto, menor será o consumo de gás natural. Sendo assim, entendemos que o valor apresentado pela GASMIG já é um número otimista para o despacho termoeletrico e aumentar esse número, nesse cenário está ainda mais distante da realidade.

### Contribuição

A GASMIG solicita que o volume do segmento termoeletrico seja estimado considerando a média dos últimos 14 anos (período 2007-2020), mantendo o critério empregado Nota Técnica SEDE nº 01/2019 (1º RTO).

Como alternativa e para enrobustecer o processo de estimação de volumes térmicos no processo tarifário atual e futuros, poderá também ser utilizada a média dos volumes da série temporal mais extensa disponível.

### 3.1.2. Mercado livre

De acordo com as projeções da GASMIG, estabelecidas a partir de discussões com os principais usuários e pedidos de alguns clientes para autorização de migração, mais de 67% do volume projetado migrará para o mercado livre.

**Figura 7: Projeções de mercado livre propostas pela GASMIG. Fonte: NT SEDE-DIEN nº07-2022.**

**Tabela 18 - Volume mercado livre – proposta da Gasmig**

Volumes por segmento tarifário (m³)	2022	2023	2024	2025	2026
TERMOELÉTRICAS	157.894.895	254.999.026	255.643.700	254.999.026	254.999.026
GNC	0	940.447	15.151.930	15.937.356	16.050.049
INDUSTRIAL	114.224.580	613.045.099	736.893.096	780.196.476	822.474.772
COGERAÇÃO	0	3.599.210	14.438.740	14.396.840	14.396.840
Total	272.119.475	872.583.782	1.022.127.465	1.065.529.698	1.107.920.688

**Tabela 19 - Usuários mercado livre – proposta da Gasmig**

Nº de clientes por segmento tarifário (dezembro)	2022	2023	2024	2025	2026
TERMOELÉTRICAS	2	2	2	2	2
GNC	0	1	2	2	2
INDUSTRIAL	15	31	39	41	42
COGERAÇÃO	0	1	1	1	1
Total	17	35	44	46	47



Figura 8: Projeções de mercado cativo propostas pela GASMIG. Fonte: NT SEDE-DIEN nº07-2022.

**Tabela 20 - Volume mercado cativo – proposta da Gasmig**

Volumes por segmento tarifário (m³)	2022	2023	2024	2025	2026
TERMOELÉTRICAS RESIDENCIAL INDIVIDUAL	97.104.131	0	0	0	0
RESIDENCIAL COLETIVA	902.816	1.273.553	1.530.906	1.748.138	1.999.405
GNV	11.362.911	12.575.107	13.744.202	14.716.191	15.520.792
GNC VEICULAR	45.031.743	52.303.098	53.153.562	53.735.042	54.484.461
GNC	122.509	140.631	140.958	140.518	140.463
INDUSTRIAL	15.618.069	14.800.846	745.338	36.722	36.982
INDUSTRIAL - ESTRUTURANTE	722.155.071	256.263.991	142.239.392	127.039.111	116.695.565
COMERCIAL E INDUSTRIAL DE MENOR CONSUMO	21.273.294	30.790.233	31.002.830	20.383.992	19.471.795
COMERCIAL E INDUSTRIAL DE MENOR CONSUMO – ESTRUTURANTE	24.549.265	26.238.075	27.813.957	29.639.160	33.524.334
COGERAÇÃO	101.428	102.228	103.241	103.740	104.473
	14.518.912	10.920.665	124.255	124.855	125.738
Total	952.740.149	405.408.428	270.598.640	247.667.468	242.104.007

**Tabela 21 - Usuários mercado cativo – proposta da Gasmig**

Nº de clientes por segmento tarifário (dezembro)	2022	2023	2024	2025	2026
TERMOELÉTRICAS RESIDENCIAL INDIVIDUAL	0	0	0	0	0
RESIDENCIAL COLETIVA	12.913	15.935	18.474	21.255	24.171
GNV	67.966	76.447	83.190	89.025	93.993
GNC VEICULAR	60	62	64	66	68
GNC	1	1	1	1	1
INDUSTRIAL	4	3	2	2	2
INDUSTRIAL - ESTRUTURANTE	77	63	63	79	92
COMERCIAL E INDUSTRIAL DE MENOR CONSUMO	11	11	11	8	8
COMERCIAL E INDUSTRIAL DE MENOR CONSUMO – ESTRUTURANTE	1.122	1.292	1.421	1.583	1.783
COGERAÇÃO	4	4	4	4	4
	7	6	6	6	6
Total	82.165	93.824	103.236	112.029	120.128

A SEDE propõe as seguintes modificações nas projeções de mercado estabelecidas pela GASMIG:

**Figura 9: Projeções de mercado livre propostas pela SEDE. Fonte: NT SEDE-DIEN nº07-2022.**

Diante dessas incertezas, a SEDE propõe manter a migração das duas térmicas, visto que os contratos terminam em fevereiro e março desse ano (2022) e, em relação aos demais segmentos, migrar metade do volume proposto pela Gasmig. A proposta da SEDE também considera que o usuário, nos termos da regulamentação existente, pode migrar parcialmente para o mercado livre, tendo parte do volume contratado junto a Gasmig e parte contratada no mercado livre. O cenário proposto pela SEDE mantém a migração para o Mercado Livre bastante acelerada.

As tabelas abaixo apresentam as projeções da SEDE para o mercado livre e para o mercado cativo.

**Tabela 22 - Volume mercado livre – proposta da SEDE**

Volumes por segmento tarifário (m³)	2022	2023	2024	2025	2026
TERMOELÉTRICAS	169.148.036	266.252.167	266.252.167	266.252.167	266.252.167
GNC	0	470.223	7.575.965	7.968.678	8.025.025
INDUSTRIAL	57.112.290	306.522.549	368.446.548	390.098.238	411.237.386
COGERAÇÃO	0	1.799.605	7.219.370	7.198.420	7.198.420
<b>Total</b>	<b>226.260.325</b>	<b>575.044.545</b>	<b>649.494.050</b>	<b>671.517.503</b>	<b>692.712.998</b>

**Tabela 23 - Usuários mercado livre – proposta da SEDE**

Nº de clientes por segmento tarifário (dezembro)	2022	2023	2024	2025	2026
TERMOELÉTRICAS	2	2	2	2	2
GNC	0	0	1	1	1
INDUSTRIAL	15	31	39	41	42
COGERAÇÃO	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>17</b>	<b>33</b>	<b>42</b>	<b>44</b>	<b>45</b>

Figura 10: Projeções de mercado cativo propostas pela SEDE. Fonte: NT SEDE-DIEN nº07-2022.

**Tabela 24 - Volume mercado cativo – proposta da SEDE**

Volumes por segmento tarifário (m³)	2022	2023	2024	2025
TERMOELÉTRICAS	97.104.131	0	0	0
RESIDENCIAL INDIVIDUAL	902.816	1.273.553	1.530.906	1.748.138
RESIDENCIAL COLETIVA	11.362.911	12.575.107	13.744.202	14.716.191
GNV	45.031.743	52.303.098	53.153.562	53.735.042
GNC VEICULAR	122.509	140.631	140.958	140.518
GNC	15.618.069	15.271.070	8.321.303	8.005.400
INDUSTRIAL	779.267.360	562.786.541	510.685.939	517.137.349
INDUSTRIAL - ESTRUTURANTE	21.273.294	30.790.233	31.002.830	20.383.992
COMERCIAL E INDUSTRIAL DE MENOR CONSUMO	24.549.265	26.238.075	27.813.957	29.639.160
COMERCIAL E INDUSTRIAL DE MENOR CONSUMO – ESTRUTURANTE	101.428	102.228	103.241	103.740
COGERAÇÃO	14.518.912	12.720.270	7.343.625	7.323.275
<b>Total</b>	<b>1.009.852.438</b>	<b>714.200.806</b>	<b>653.840.522</b>	<b>652.932.804</b>

**Tabela 25 - Usuários mercado cativo – proposta da SEDE**

Nº de clientes por segmento tarifário (dezembro)	2022	2023	2024	2025	2026
TERMOELÉTRICAS	0	0	0	0	0
RESIDENCIAL INDIVIDUAL	12.913	15.935	18.474	21.255	24.171
RESIDENCIAL COLETIVA	67.966	76.447	83.190	89.025	93.993
GNV	60	62	64	66	68
GNC VEICULAR	1	1	1	1	1
GNC	4	4	3	3	3
INDUSTRIAL	85	79	81	93	105
INDUSTRIAL - ESTRUTURANTE	11	11	11	8	8
COMERCIAL E INDUSTRIAL DE MENOR CONSUMO	1.122	1.292	1.421	1.583	1.783
COMERCIAL E INDUSTRIAL DE MENOR CONSUMO – ESTRUTURANTE	4	4	4	4	4

O principal argumento apresentado pela Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico para justificar que a projeção de migração dos clientes cativos para o mercado livre é a possibilidade de geração de ônus para a concessionária, e consequentemente ao mercado cativo, nessas migrações devido aos contratos de suprimento de gás, conforme demonstrado abaixo:

**Figura 2: Argumento para redução da projeção de migração de clientes livres para o mercado cativo.**  
**Fonte: NT SEDE-DIEN nº07-2022.**

No entanto, observando a evolução do mercado livre em outros estados, como São Paulo e Rio de Janeiro, por exemplo, as projeções da Gasmig mostram-se elevadas. Além disso, o art. 6º da Resolução SEDE nº 17/2013, até final de 2028, só permite a migração para o mercado livre se não gerar ônus contratuais para a distribuidora:



**GOVERNO DO ESTADO DE MINAS GERAIS**  
SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO  
Superintendência de Política Mineral, Energética e Logística

*“Os fornecedores de gás da concessionária não poderão, durante os 15 (quinze) primeiros anos após a abertura do mercado livre, realizar contrato de compra e venda de gás junto aos consumidores potencialmente livres, caso a redução de volume no mercado regulado gere a necessidade de pagamento de compromissos contratuais de retirada mínima de gás ou de utilização mínima do sistema de transporte pela concessionária ao seu fornecedor”. (art. 6º da Resolução SEDE nº 17/2013)*

Contudo, conforme os contratos de suprimento enviados para o Órgão Regulador, a GASMIG negociou com a Petrobras, atualmente o único supridor da GASMIG, que caso um cliente da GASMIG migrasse para o mercado livre e fosse suprido pela Petrobras, esse volume poderia ser descontratado pela GASMIG, não gerando ônus ao mercado cativo.

O contrato de suprimento com a Petrobras também prevê a possibilidade de descontratação de volumes, caso haja a migração de clientes para o mercado livre, mesmo que não sejam atendidos pela estatal. Nesse caso, o supridor do cliente livre não poderia ser fornecedor de molécula de gás da distribuidora e a redução de volume seria proporcional aos contratos de suprimento da GASMIG junto a todos os seus fornecedores, conforme apresentado abaixo:



**Figura 3: Cláusula de migração de cliente para o mercado livre. Fonte: Contrato de Suprimento GASMIG-Petrobras.**

4.3 Caso um ou mais usuários da COMPRADORA opte(m) pela migração para a condição de CONSUMIDOR LIVRE e passe(m) a ser supridos diretamente pela VENDEDORA ou por empresa AFILIADA da VENDEDORA, deixando assim de consumir o GÁS regularmente fornecido pela COMPRADORA por meio do presente CONTRATO, a QUANTIDADE DIÁRIA CONTRATUAL poderá ser reduzida pela QUANTIDADE DE GÁS que o(s) usuário(s) que optou(aram) pela condição de CONSUMIDOR LIVRE tenha(m) deixado de consumir da COMPRADORA, mediante solicitação da COMPRADORA à VENDEDORA e a celebração de aditivo contratual. As PARTES se comprometem a celebrar aditivos contratuais para registrar as reduções da QDC, nos termos deste item, no prazo de 120 DIAS a contar do recebimento pela VENDEDORA da NOTIFICAÇÃO da COMPRADORA.

4.3.1 Caso a COMPRADORA não envie NOTIFICAÇÃO à VENDEDORA, solicitando a redução da QDC, permanecerão válidas (i) as QUANTIDADES DIÁRIAS CONTRATUAIS pactuadas neste CONTRATO ou (ii) as QUANTIDADES DIÁRIAS CONTRATUAIS ajustadas através de aditivos anteriores.

*“4.4. A partir da data do INÍCIO DO FORNECIMENTO, no caso de um ou mais usuários da COMPRADORA optar(em) pela migração para a condição de CONSUMIDOR LIVRE e passar(em) a ser suprido(s) diretamente por supridor diferente da VENDEDORA ou de empresa AFILIADA da VENDEDORA, deixando assim de adquirir o GÁS regularmente fornecido pela COMPRADORA por meio do presente CONTRATO, a QUANTIDADE DIÁRIA CONTRATUAL poderá ser reduzida pela QUANTIDADE DE GÁS que o(s) usuário(s) que optou(aram) pela condição de CONSUMIDOR LIVRE tenha(m) deixado de adquirir GÁS da COMPRADORA, mediante solicitação e comprovação da COMPRADORA à VENDEDORA e a celebração de aditivo(s) contratual(is), observados os subitens abaixo.”*

Adicionalmente, em tratativas com outros supridores, foi negociado a inclusão dessa mesma cláusula nos contratos. Nenhum potencial supridor da GASMIG se demonstrou contrário a essa cláusula. A GASMIG negocia essa cláusula com seus supridores de modo a garantir que o mercado cativo não seja impactado de maneira negativa, nem que a distribuidora seja um empecilho para migração para o mercado livre.

Portanto, a inclusão dessa mesma cláusula nos contratos de suprimento mitigaria consideravelmente uma eventual geração de ônus para o mercado cativo. Sendo assim, o único impedimento para migração dos clientes seria o contrato atualmente firmado no mercado cativo, conforme apresentado pela GASMIG.

A SEDE entende que as projeções apresentadas pela GASMIG são elevadas em relação à evolução do mercado livre em outros estados, mas devemos ressaltar que a Nova Lei do Gás, que certamente impulsionará a abertura do mercado de gás natural e a migração de clientes para o mercado livre, foi sancionada apenas em 2021. O mercado consumidor de gás natural em Minas Gerais tem uma particularidade, onde a maior parte do consumo de gás natural está concentrada em poucos clientes, com consumo muito alto e grande poder de negociação junto aos supridores, principalmente quando os contratos com as distribuidoras são públicos, ou seja, todos sabem o preço de compra da distribuidora e os contratos com os consumidores livres não são públicos.

Foi considerado pela SEDE que apenas as termoeletricas migrariam todo o volume para o mercado livre, enquanto os demais clientes manteriam parte do volume no mercado cativo e parte do volume no mercado livre, cenário que entendemos ser pouco provável diante do exposto acima e das consultas e solicitações já recebidas pela GASMIG. O quadro abaixo informa o volume e a quantidade de clientes do segmento industrial que já migraram ou manifestaram intenção de migrar para o mercado livre.

Volume (m³)	2022	2023	2024	2025	2026
Cliente Livre	81.760.000	81.760.000	81.984.000	81.760.000	81.760.000
Intenção de Migração	7.509.746	516.041.626	549.909.072	564.751.809	565.911.984
Total	89.269.746	597.801.626	631.893.072	646.511.809	647.671.984

Nº Clientes	2022	2023	2024	2025	2026
Cliente Livre	1	1	1	1	1
Intenção de Migração	1	7	7	7	7
Total	2	8	8	8	8

Conforme demonstrado nas tabelas acima, apenas os clientes industriais que já migraram ou demonstraram a intenção de migrar para o mercado livre consomem, em todos os anos do ciclo, um volume superior ao projetado pela SEDE na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022.

Desde outra perspectiva, analisando a questão do risco associado à incerteza sobre migração para o mercado livre e o potencial ônus sobre o mercado cativo, já foi demonstrado neste capítulo que não haverá ônus relacionado com o pagamento de compromissos contratuais relativos aos contratos de compra de gás.

Contudo, poderá haver um ônus econômico em detrimento da concessionária ou do mercado cativo, relacionado com a incerteza sobre a migração para o mercado livre e a diferença tarifária pelo uso das redes entre consumidores livres e cativos. Nesse contexto, uma forma de mitigar o risco do ônus econômico seria atuar sobre os parâmetros que podem ser definidos ou fixados pela empresa ou pelo regulador. Neste caso, uma menor diferença entre as tarifas dos clientes cativos e dos clientes livres permitiria mitigar o efeito econômico relativo à incerteza sobre a migração do mercado.

A proposta atual da SEDE para o próximo ciclo tarifário é que os clientes cativos paguem em média uma tarifa 11,42% mais cara que os clientes livres, sendo que o valor definido está baseado na utilização de informações das concessionárias de gás do estado de São Paulo.

A GASMIG estimou os custos para gestão de fornecimento do gás e transporte em menos de 1% dos seus custos operacionais, o que naturalmente resultaria numa diferença tarifária ínfima, entre consumidores livre e cativos, se comparada como a estimativa realizada pela SEDE.

A expressiva diferença tarifária proposta pelo regulador já se configura como um incentivo bastante suficiente para os clientes cativos migrarem para o mercado livre. Isso atrelado as novas diretrizes e regras estabelecidas pelo novo mercado de gás, relativas ao acesso a um mercado de mais líquido e de maior oferta, com maior disponibilidade e variedade de produtos e serviços, indica um claro caminho em direção a um mercado que, quando possível, aproveitará os benefícios do mercado livre.

Dessa forma, as reduções nas projeções de mercado livre propostas pela SEDE representam um risco iminente de perda de receita para a distribuidora durante o ciclo tarifário, posto que as tarifas são fixadas para todo o período e, se a migração ocorrer em maior proporção à proposta pela SEDE, não existirá uma compensação pelas receitas do mercado cativo até a seguinte revisão tarifária.

### Contribuição

Manter a previsão apresentada pela GASMIG no plano de negócios e reduzir a um mínimo a diferença entre as tarifas do mercado livre e o mercado cativo (máx. 2%) pelo menos neste próximo ciclo tarifário, no qual ainda persistem grandes incertezas em relação à verdadeira adesão que terá o mercado livre entre os consumidores.

## 3.2. Base de Remuneração Regulatória

### 3.2.1. Arrendamento

A SEDE descontou o item Arrendamento da BRR considerando que são ativos que pertencem a terceiros.



Figura 11: Exclusão dos ativos arrendados. Fonte: NT SEDE-DIEN nº07-2022.

### Arrendamento

Os ativos de arrendamento de bens materiais e estabelecimentos são também descontados por pertencerem a terceiros. O total excluído é discriminado na Tabela a seguir:

**Tabela 34 - Ativos arrendados pela Gasmig (R\$)**

Valor Ativo (R\$)	Depreciação Acumulada (R\$)	Valor Líquido
7.994.311,14	7.994.311,14	-

A incorporação dos arrendamentos dentro da Base de Remuneração Regulatória foi realizada acompanhando os procedimentos contábeis praticados pela GASMIG, que segue os procedimentos do Pronunciamento Técnico CPC 06 (R2) Operações de Arrendamento Mercantil.

Dessa forma, a GASMIG procedeu à identificação dos arrendamentos, contrato que **prevê o direito de controlar o uso de um ativo identificado** por um período em troca de pagamento. Assim, por meio da leitura dos contratos, foram identificados os elementos para a correta mensuração dos valores e condições daqueles contratos que cumprem com todos os requisitos para serem considerados como arrendamentos, sendo que a GASMIG tem o direito de obter todos os benefícios econômicos dos ativos (imóveis e veículos alugados) durante o ciclo regulatório de 2022 a 2026, prazo previsto no relatório de aprovação da Receita Requerida.

A GASMIG, em plena conformidade com o CPC 06 (R2), na mensuração e na remensuração de seu passivo de arrendamento e do direito de uso, procedeu ao uso da técnica de fluxo de caixa descontado sem considerar a inflação futura projetada nos fluxos a serem descontados, conforme vedação imposta pelo CPC 06 (R2). Dessa forma, a companhia **considerou o ativo de direito de uso** pelo mesmo valor do passivo de arrendamento na data de adoção inicial.

Em resumo, a GASMIG registra os arrendamentos como um ativo e não como um custo, portanto não forma parte da base de custos operacionais utilizada para projetar custos futuros.

Contudo, embora o registro do arrendamento está previsto nas normas e procedimentos da contabilidade societária, a praxe regulatória tende a reconhecer os custos de arrendamento ou aluguel dentro dos custos operacionais da concessionária.

Assim, para o cálculo da receita requerida poderá ser considerado o valor dos arrendamentos seguindo os procedimentos estabelecidos pela contabilidade societária, ou, incorporados como custo adicionais dentro dos Custos Operacionais.

Os custos de arrendamentos da GASMIG são os que se seguem:

Unidade	Objeto	Valor Anual (R\$)
SEDE	Imóvel	893.495
CD/SULM	Imóvel	134.006
CD/MANT	Imóvel	107.205
GASMIG	Veículos	1.998.638
<b>TOTAL</b>		<b>3.133.344</b>

### Contribuição

Os custos de arrendamento formam parte dos custos normais de uma concessionária de distribuição de gás canalizado e deverão ser reconhecidos na tarifa.

As duas opções para a incorporação na receita requerida são (i) considerar como ativos ou (ii) considerar como custos operacionais adicionais.

### 3.2.2. Razoabilidade dos custos dos ativos

A SEDE, na Nota Técnica SEDE-DIEN nº07-2022 detalha uma redução na BRR pelo ajuste no valor dos ativos atípicos.

**Figura 12: Redução por ativos atípicos. Fonte: NT SEDE-DIEN nº07-2022.**

**Tabela 38 - Montantes de tubulações com valores atípicos retirados da base de ativos (R\$)**

Valor Ativo	Depreciação Acumulada	Valor líquido
4.411.278,77	554.909,66	3.856.369,12

Esses valores foram substituídos pelos seguintes montantes:

**Tabela 39 - Montantes de tubulações com valores atípicos valorizadas com custos unitários médios (R\$)**

Valor Ativo	Depreciação Acumulada	Valor líquido
1.196.338,04	150.032,39	1.046.305,65

A GASMIG envia, no anexo I, uma planilha com a justificativa técnica do incremento no custo do investimento de alguns dos ativos indicados na Nota Técnica SEDE-DIEN nº07-2022.

É importante indicar que o maior custo desses investimentos não é produto de ineficiências. O maior custo é produzido pelas características técnicas dos mesmos requeridos para resolver situações ou características atípicas.

Outro ponto relevante a destacar é que os limites superiores dos custos das tubulações estimadas pela SEDE e publicadas na Nota Técnica SEDE-DIEN nº07-2022 são inferiores aos montantes estabelecidos pela SEDE na 1º RTO.

**Figura 13: Limites superiores dos custos das tubulações estimadas pela SEDE. Fonte: Elaboração própria.**

Tipo	Lim Sup		Variação
	1 RTO	2 RTO	
PE 1/2	237,24	-	100%
PE 1	759,84	365,51	52%
PE 2	1.343,82	359,90	73%
PE 11/4	34,84	-	100%
PE 3	1.454,97	470,48	68%
PE 5	2.591,41	340,55	87%
Aço 1/2	3.065,90	-	100%

<b>Aço 3/4</b>	600,57	892,07	49%
<b>Aço 2</b>	1.846,51	1.667,71	10%
<b>Aço 4</b>	2.684,32	2.159,13	20%
<b>Aço 6</b>	3.580,20	489,29	86%
<b>Aço 8</b>	2.549,94	-	100%
<b>Aço 14</b>	3.681,40	1.157,79	69%

As variações acima identificadas indicam diferenças substanciais que não poderiam ser justificadas por indicadores econômicos, correção monetária ou evolução dos custos de commodities, portanto, os valores definidos pela SEDE deveriam ser revisitados para sua nova definição.

### Contribuição

GASMIG solicita que sejam considerados os custos unitários propostos no Plano de Negócios, que respondem às melhores estimativas de preços futuros de cada um dos elementos avaliados.

### 3.2.3. Estoque

Para estimar o estoque, a SEDE empregou a taxa histórica da concessionária. Segundo o especificado na Nota Técnica SEDE-DIEN nº 07-2022, a SEDE estimou a taxa média histórica do período 2016-2020 sem apresentar a memória do cálculo para verificar.

#### Figura 14: Estimação taxa de estoque.

A avaliação do estoque levou em consideração os dados anuais relativos às contas de Estoque do ativo, Ativo Intangível e Amortização constantes nas demonstrações contábeis da Gasmig entre 2016 e 2020. A Taxa de Estoque Reconhecido, por sua vez, foi calculada a partir da razão média entre os estoques e a soma do ativo intangível e amortização, em cada ano. A partir das taxas anuais calculou-se uma taxa média para o período de 2016-2020 igual a 0,28%.

**Tabela 49 – Benchmarking entre as taxas médias de estoque de oitos distribuidoras de gás natural no Brasil**

Concessionária	Média
CEG	0,06%
CEG Rio	0,25%
COMGÁS	1,31%
COMPAGÁS	0,45%
GNSPS	0,11%
SCGÁS	0,46%
BAHIAGÁS	0,44%
<b>GASMIG</b>	<b>0,28%</b>
<b>Média Geral</b>	<b>0,42%</b>

## Contribuição

GASMIG solicita que seja reconhecido a taxa média da amostra, considerando que a expansão do serviço no mercado residencial, comercial e outras regiões prevista para o período 2022-2026 irá requerer um maior estoque que o histórico registrado.

### 3.2.4. Investimentos

As alterações realizadas pela SEDE, glosando a totalidade ou parte dos projetos da concessionária retardam a expansão da rede de gás natural no estado de Minas Gerais, que possui uma vasta extensão territorial e não possui uma malha de gasodutos de transporte que cortam todo o Estado, o que reduziria a necessidade de construção de gasodutos de distribuição com grandes extensões.

A SEDE considera para análise dos investimentos propostos pela concessionária apenas este ciclo regulatório, entretanto, a dinâmica de crescimento e expansão do negócio de distribuição de gás canalizado não responde a ciclos regulatórios senão a planos e projetos de investimento de longa maturação com compasso diferente aos períodos estabelecido para a definição tarifária.

A dinâmica intrínseca do setor normalmente requer vultosos investimentos iniciais para poder estender as redes de distribuição até os principais mercados/clientes potenciais, para depois poder penetrar nos mercados que se ativam devido à presença das redes na região. Dessa forma, considerando os períodos regulatórios, determinado investimento poderá ser realizado para atender poucos usuários num ciclo, mas que terá um crescimento expressivo de consumo e usuários nos ciclos sucessivos. Isso não significa que o investimento não é atrativo ou que não será benéfico para os usuários e para a sociedade, senão que, devido a data de corte do ciclo regulatório, não poderá ser incorporado no cálculo tarifário todo o potencial de expansão desse projeto.

Assim, os projetos propostos pela concessionária contribuirão para a redução das tarifas nos próximos ciclos tarifários, além de trazer desenvolvimento e opção de um energético competitivo para mais regiões do Estado.

O projeto **Centro Oeste** prevê a captação de clientes industriais e comerciais, com potencial estimado conforme tabela abaixo.

**Tabela 1 – Mercado potencial do projeto Centro Oeste**

POTENCIAL EXISTENTE	
VOLUME (m³/dia)	CLIENTES (unidades)
270.328	925

Outros segmentos não são previstos até o momento e não compõem os investimentos projetados. Novos segmentos e novos empreendimentos poderão ser agregados futuramente, com adição dos respectivos investimentos.

**Tabela 2 – Mercado potencial a ser instalado pós-2026**

POTENCIAL FUTURO		
VOLUME (m³/dia)	CLIENTES (unidades)	SEGMENTO
300.000	2	Pelotização

O projeto **Extrema – Pousos Alegres** prevê a captação de clientes industriais e comerciais, com potencial estimado conforme tabela abaixo.

**Tabela 3 – Mercado potencial do projeto Extrema – Pouso Alegre**

POTENCIAL EXISTENTE	
VOLUME (m³/dia)	CLIENTES (unidades)
147.345	138

Futuramente as redes construídas no projeto permitirão atendimento a mais cidades do Sul de Minas, com implementação, após 2026 do “Projeto Pouso Alegre – Três Corações – Varginha” com potencial conforme tabela abaixo.

**Tabela 4 – Mercado potencial do projeto Pouso Alegre – Três Corações - Varginha**

POTENCIAL EXISTENTE	
VOLUME (m³/dia)	CLIENTES (unidades)
176.692	115

O projeto **Belo Oriente - Governador Valadares** prevê a captação de clientes industriais e comerciais, com potencial estimado conforme tabela abaixo.

**Tabela 5 – Mercado potencial do projeto Belo Oriente - Governador Valadares**

POTENCIAL EXISTENTE	
VOLUME (m³/dia)	CLIENTES (unidades)
72.239	95

O projeto **Poços de Caldas - Guaxupé** prevê, até o momento, a captação de clientes âncoras do segmento industrial, com potencial estimado conforme tabela abaixo.

**Tabela 6 – Mercado potencial do projeto Poços de Caldas - Guaxupé**

POTENCIAL EXISTENTE	
VOLUME (m³/dia)	CLIENTES (unidades)
33.148	6*

(\*) Clientes âncoras mapeados.

A proposta de glosa dos projetos proposta pela SEDE claramente irá impactar no desenvolvimento do setor e a consequente disponibilização do gás natural para uma maior quantidade de cliente potenciais. Neste ponto, é importante enfatizar que o papel do regulador é regulamentar, medir, controlar, revisar, fiscalizar e definir normas que permitam que o serviço monopólico seja prestado com qualidade e a preços módicos. Não forma parte das atribuições do regulador a ingerência na gestão ou nos planos dos prestadores, muito menos colocar limitadores para o crescimento e expansão dos serviços concedidos.

Assim, em relação aos investimentos, as glosas deveriam ser sugeridas pelo regulador quando os mesmos demonstrem inviabilidade econômica, técnica ou socioambiental, que não é o caso dos investimentos propostos pela GASMIG para a 2ª RTO.

Por outro lado, a SEDE aplicou uma glosa para os projetos de saturação, considerando o limite superior obtido da análise da base de ativos incremental.

**Tabela 57 - Valoração das tubulações a investir com os custos unitários da Gasmig e limite superior obtido da análise da base de ativos incremental (R\$)**

NOME	Rede	Investimento (R\$) Proposta Gasmig	Custo Unitário (R\$/m)	Limite Superior (R\$/m)	Investimento (R\$) - Proposta SEDE
<b>PROGRAMA SATURAÇÃO</b>	<b>11.399 m</b>	<b>50.217.586,72</b>			<b>26.861.861,40</b>
AÇO 2"	6.500 m			3.489,72	
PEAD 32mm	4.899 m			852,96	

Os projetos de saturação possuem características que oneram a construção dos ramais, pois são obras de curta extensão, que não permite ganho de escala e geralmente exigem furação em carga, pois são realizadas em redes já gaseificadas. O processo de escavação sobre a rede pressurizada é mais lento havendo a necessidade de escavação manual para localização da tubulação antes do início da escavação mecanizada. Algumas obras são executadas apenas aos finais de semana devido a impossibilidade de interrupção do tráfego das vias durante a semana. Em alguns municípios, a autorização para a realização das obras é concedida apenas para o período noturno, o que a torna mais onerosa. Por tanto, o reconhecimento de custos unitários sugerido pela SEDE não será suficiente para poder realizar os investimentos propostos para expansão.

### Contribuição

Os investimentos propostos pela GASMIG decorrem da **dispersão geográfica** do parque industrial (âncora dos projetos listados) em um **grande território**. Assim, a rede que estava muito concentrada no entorno da capital do Estado, chegará a mais duas mesorregiões, fazendo com que o gás natural esteja disponível em nove mesorregiões.

Portanto, em função da distribuição esparsa dos principais centros polarizadores de Minas e da **existência de uma malha mínima de gasodutos de transporte servindo o Estado**, seu atendimento demanda elevados investimentos na construção de extensas redes de distribuição para se alcançar tais localidades, daí os projetos de expansão elencados pela GASMIG.

Cabe ressaltar também que os investimentos propostos se justificam pela necessidade da GASMIG de criar as condições o fornecimento de gás natural onde quer que exista demanda geradora de empregos e atue como indutora do desenvolvimento econômico do Estado de Minas Gerais.

Dessa forma, a GASMIG solicita que os investimentos propostos sejam reconhecidos sem as glosas sugeridas pela SEDE.

### 3.2.5. Projetos de P&D

Os projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) foram excluídos pela SEDE da base dos investimentos, entretanto a consideração de recursos direcionados para esse fim deveria ser incorporado como uma boa prática pelo regulador dos serviços, assim como já está incorporada por outros reguladores do setor e de outros setores regulados.

Por exemplo, a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP instituiu o Programa Anual de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico e de Conservação e Racionalização do Uso do Gás Natural no Estado de São Paulo”, dentro do qual as concessionárias de gás canalizado deverão



aplicar em projetos de P&D um montante mínimo de recursos financeiros equivalente a 0,25% da Margem de Distribuição Total do ano inicial do ciclo tarifário. Esses montantes obrigatórios mínimos possuem cobertura tarifária, pois o custo é incorporado nas tarifas pagas pelos clientes do serviço.

**Figura 15: Taxa empregada pela ARSESP para definir o montante de recursos destinados a financiar projetos de Pesquisa e desenvolvimento tecnológico, conservação e racionalização do uso do gás natural. Fonte: NTF 030-2019.**

### **5.3. Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico e Conservação e Racionalização do Uso do Gás Natural**

Conforme descrito na Nota Técnica NT.F-0003-2018, segundo o Manual de Elaboração e Avaliação do Programa Anual de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico e de Conservação e Racionalização do Uso do Gás Natural no Estado de São Paulo, o montante mínimo de recursos financeiros a ser aplicado nesse item equivale a 0,25% (zero vírgula vinte e cinco por cento) da respectiva Margem de Distribuição Total obtida no exercício correspondente ao ano inicial do ciclo de referência de cada Programa Anual.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é outra agência reguladora que incorporou programas de P&D e eficiência energética no setor elétrico brasileiro, sendo que as tarifas também consideram componentes direcionadas à cobertura dos custos do programa de P&D das concessionárias.

#### **Contribuição**

Embora não tenha sido ainda implantado um programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico no Âmbito do setor de distribuição de gás canalizado no Estado de Minas Gerais, entende-se que são estas atividades fundamentais para o desenvolvimento e progresso do setor através da pesquisa aplicada para a eficiência, novos serviços e produtos, melhoria nos processos e metodologias mais eficazes e eficientes. Isto dentro de um ambiente no qual se conjugam a indústria, centros de pesquisa, universidades e serviços de apoio. Dentre os objetivos, citam-se a ampliação do uso do gás natural na matriz energética de Minas Gerais, o aumento da eficiência e o desenvolvimento de novas tecnologias na distribuição e no uso final do gás natural. Como resultado, estes projetos podem contribuir para a competitividade do gás natural frente às outras fontes de energia, geração de novas fontes de suprimento (o hidrogênio já é uma realidade como fonte de energia) e, inclusive, aumentar a segurança na sua utilização.

Assim, solicita-se que seja incorporada como rubrica adicional nos Custos Operacionais da concessionária um montante destinado ao financiamento de projetos de pesquisa e desenvolvimento tecnológico, conservação e racionalização do uso do gás natural, seguindo a abordagem adotada por outras agências reguladoras, incorporando uma taxa de 0,25% da receita anual para o financiamento dos projetos de P&D.

## **3.3. Custos Operacionais**

### **3.3.1. Custos Totais**

Na Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022, a SEDE analisa a razoabilidade das projeções dos custos operacionais apresentadas pela GASMIG, a partir do cálculo de indicadores unitários de PMSO por usuário, quilômetro de rede e volume que compara com resultados históricos e mínimos da própria GASMIG como também com a média do benchmarking realizado pela SEDE com os dados dos processos de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de gás natural dos estados de São Paulo e Rio de Janeiro: CEG, CEG Rio, COMGAS, GNSPS e GBD.

Em primeiro lugar, deve registrar-se que a amostra utilizada pela SEDE para o benchmarking apresenta algumas restrições que podem ser sintetizadas nos pontos a seguir detalhados.

A amostra de empresas utilizada pela SEDE é pequena, sendo que algumas delas não são comparáveis com a GAS MIG, considerando o estágio de desenvolvimento do mercado, as características das áreas atendidas, maturidade da regulação e quantidade de anos que as empresas são acompanhadas com uma regulação efetiva, dentre outras. Ressalte-se neste ponto que a GAS MIG nem sequer conseguiu finalizar seu primeiro período tarifário sob um marco regulatório por incentivos.

Por outro lado, a SEDE utilizou para o benchmarking valores reconhecidos em processos de revisão tarifária e não valores realizados pelas empresas. As técnicas consagradas para o desenvolvimento de estudos de benchmarking normalmente utilizam dados reais das empresas e não valores reconhecidos pelos órgãos reguladores em processos de revisão tarifária. O conceito se apoia em, partindo das informações reais dos agentes e mediante a utilização de metodologias e técnicas que permitam compará-los, determinar aqueles que são mais ou menos eficientes. Todavia, no caso em tela, para que exista coerência com o modelo regulatório estabelecido pela SEDE, deverão ser estabelecidos custos regulatórios que respondam a valores médios e não de fronteira.

Assim, para comparar a GAS MIG, foram utilizados valores reconhecidos como eficientes e não dados reais, de uma amostra pequena de empresas que todas elas já passam por no mínimo três processos de revisão tarifária periódica e sujeitas à regulação por incentivos.

Considerando o acima exposto, entende-se como apropriado para realizar uma análise comparativa dos custos operacionais, a utilização de dados de valores reais e não valores reconhecidos, de uma quantidade maior de empresas que possa compor uma base mais ampla e heterogênea, sendo que os valores que deverão ser comparados deverão responder a medidas centrais e não de fronteira.

Dessa forma, e para demonstrar a razoabilidade das projeções dos custos PMSO da GAS MIG, realiza-se neste ponto uma comparação dos custos unitários por usuário, por quilômetro de rede e por volume, obtidos dos dados publicados por 13 concessionárias de distribuição de gás natural de Brasil com os mesmos indicadores relativos às projeções apresentadas pela GAS MIG no plano de negócios.

Os dados empregados foram extraídos dos relatórios de administração ou demonstrações financeiras disponíveis no site web de cada concessionária.

Por fim, para a avaliação foram retirados do PMSO os seguintes itens:

- Depreciação e amortização.
- Multas e penalidades.
- Tributos.

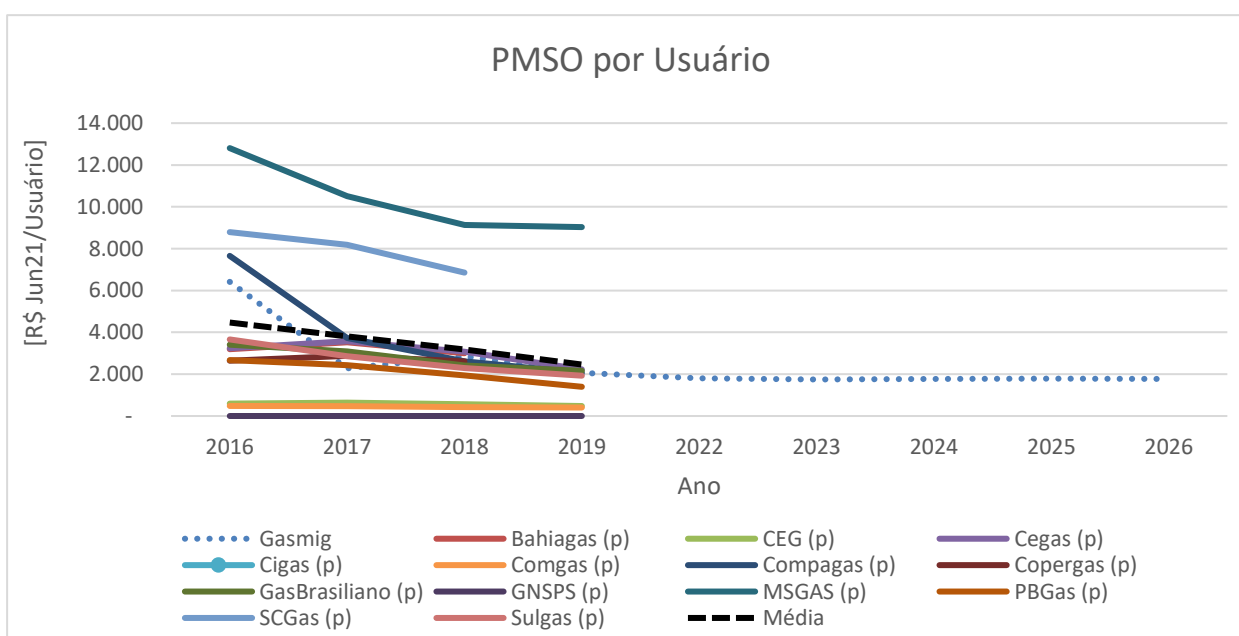
Nos pontos a seguir são apresentadas as análises individuais de custos unitários, por usuário, comprimento da rede e volume distribuído, que demonstram a razoabilidade das projeções apresentadas pela GAS MIG e que, portanto, deverão ser consideradas no cálculo da receita requerida.

### **Custo PMSO por usuário**

A avaliação deste indicador exige que os valores praticados pela GAS MIG são bastante similares aos praticados pelas distribuidoras que guardam maior similaridade com a distribuidora. Entretanto, empresas mais consolidadas no seu mercado e com maior número de usuários conseguem diluir melhor os custos fixos, como são os casos da CEG e da COMGAS.

Outro ponto relevante na análise, é que o valor médio da amostra é condizente com os valores praticados e projetados pela GAS MIG e assim, pode se concluir que, segundo o indicador avaliado, as projeções elaboradas pela empresa deverão ser reconhecidas na receita requerida.

Empresa	2016	2017	2018	2019	2022	2023	2024	2025	2026
Gasmig	6.415	2.270	2.851	2.056	1.797	1.746	1.764	1.792	1.776
Bahiagas (p)	3.194	3.523	3.001						
CEG (p)	598	639	557	476					
Cegas (p)	3.245	3.575	3.074	2.226					
Cigas (p)									
Comgas (p)	481	464	420	406					
Compagas (p)	7.656	3.734	2.620	2.057					
Copergas (p)	2.640	2.876	2.608						
GasBrasiliiano (p)	3.409	3.089	2.418	2.159					
GNSPS (p)									
MSGAS (p)	12.806	10.516	9.129	9.030					
PBGas (p)	2.672	2.432	1.941	1.397					
SCGas (p)	8.790	8.181	6.854						
Sulgas (p)	3.660	2.851	2.296	1.927					
Média	4.468	3.807	3.175	2.460					

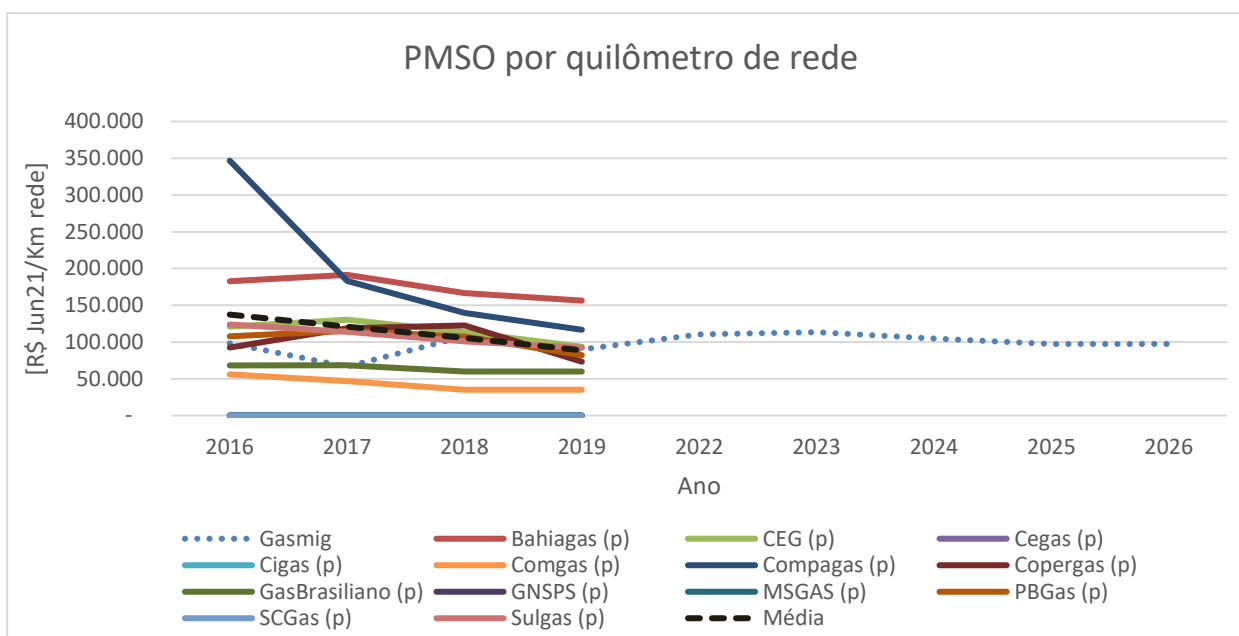


### Custo PMSO por quilômetro de rede

A avaliação considerando a extensão das redes requer uma análise mais detalhada em relação à extensão das áreas atendidas, como também o estágio do mercado e da expansão e saturação das suas redes.

A avaliação deste indicador exige que os valores praticados pela GASMIG são bastante similares aos praticados pelas distribuidoras que guardam maior similaridade com a distribuidora, e, que o valor médio da amostra é condizente com os valores praticados e projetados pela GASMIG e assim, pode se concluir que, segundo o indicador avaliado, as projeções elaboradas pela empresa deverão ser reconhecidas na receita requerida.

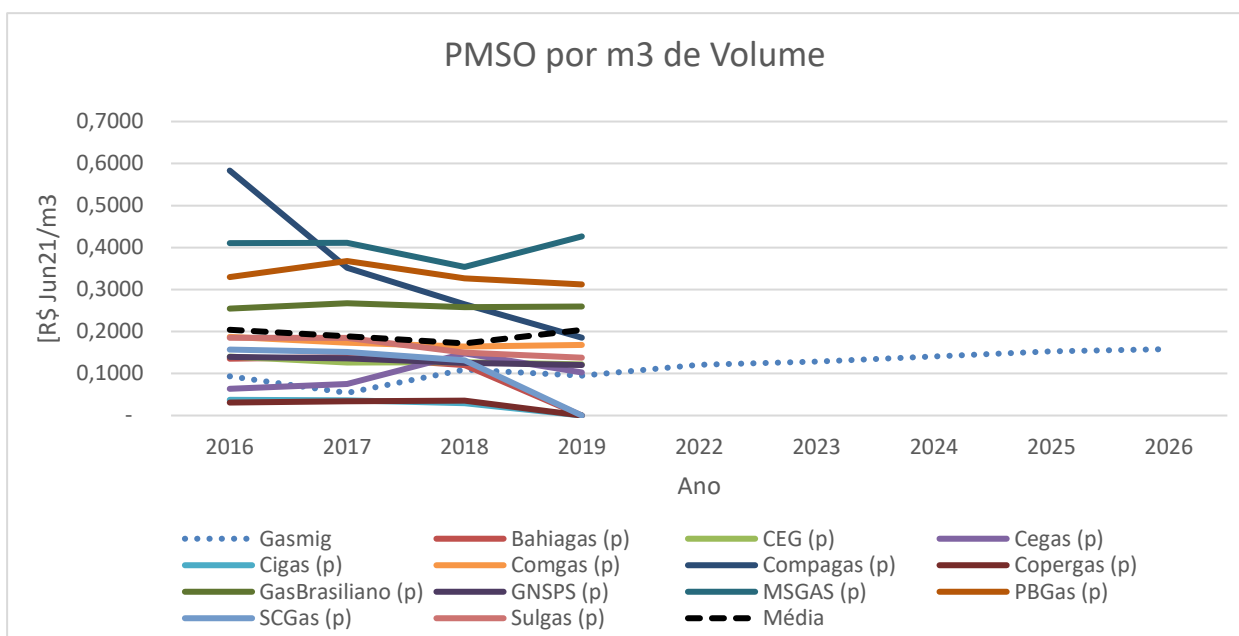
Empresa	2016	2017	2018	2019	2022	2023	2024	2025	2026
Gasmig	98.393	66.507	107.783	89.927	110.278	113.362	104.810	97.290	97.551
Bahiagas (p)	182.842	191.408	166.637	156.352					
CEG (p)	120.870	130.391	113.573	93.634					
Cegas (p)									
Cigas (p)									
Comgas (p)	55.970	46.945	35.095	35.172					
Compagas (p)	346.744	183.124	139.716	116.667					
Copergas (p)	92.684	118.539	122.602	73.182					
GasBrasiliiano (p)	68.267	68.385	59.946	59.885					
GNSPS (p)									
MSGAS (p)									
PBGas (p)	107.742	115.161	107.247	82.175					
SCGas (p)									
Sulgas (p)	123.851	113.814	100.630	92.290					
Média	137.371	120.971	105.681	88.670					



### Custos PMSO por m3 de volume

Por fim, a avaliação considerando o volume distribuído apresenta a GASMIG como uma das empresas com menor custo por unidade de volume distribuída. Os valores unitários projetados levemente superiores aos realizados se correspondem com a captação de usuários com menor consumo unitário e, em alguns casos, com maior custo operacional. Entretanto, os valores projetados são sensivelmente inferiores aos valores médios das empresas comparadas.

Empresa	2016	2017	2018	2019	2022	2023	2024	2025	2026
Gasmig	0,0932	0,0539	0,1092	0,0946	0,121	0,128	0,141	0,153	0,158
Bahiagas (p)	0,1350	0,1392	0,1201	-					
CEG (p)	0,1403	0,1259	0,1266	0,1219					
Cegas (p)	0,0637	0,0754	0,1479	0,1027					
Cigas (p)	0,0374	0,0360	0,0295	-					
Comgas (p)	0,1873	0,1735	0,1642	0,1683					
Compagas (p)	0,5833	0,3518	0,2649	0,1853					
Copergas (p)	0,0310	0,0338	0,0355	-					
GasBrasiliiano (p)	0,2546	0,2673	0,2583	0,2595					
GNSPS (p)	0,1396	0,1362	0,1251	0,1203					
MSGAS (p)	0,4103	0,4112	0,3538	0,4265					
PBGas (p)	0,3297	0,3679	0,3263	0,3122					
SCGas (p)	0,1570	0,1511	0,1313	-					
Sulgas (p)	0,1851	0,1849	0,1495	0,1377					
Média	0,2042	0,1888	0,1718	0,2038					



## Contribuição

Embora a definição dos valores de custos operacionais a serem reconhecidos nas tarifas de uma concessionária de gás não deve responder a avaliações comparativas parciais senão a valores totais, a análise de indicadores parciais de eficiência permite aportar informações de valor ao processo de tomada de decisão.

Neste caso, as análises acima realizadas indicam que todos os indicadores avaliados, relativos a valores realizados e projetados da GASMIG, apresentam valores similares ou inferiores às empresas comparáveis e à média da amostra avaliada. Assim, conclui-se que os valores projetados pela GASMIG se ajustam ao requerimento de eficiência média e deverão ser considerados na sua totalidade para o cálculo da receita requerida.

### 3.3.2. Despesas MSO

A Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022 recomenda projetar os custos de MSO em função do volume e considerando o valor unitário mínimo histórico da GASMIG entre 2014 e 2020 (ano 2015).

**Figura 16: Projeção dos custos MSO. Fonte: Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022.**

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

Dessa forma, a SEDE glosou as projeções apresentadas pela GASMIG no plano de negócios, sendo que na mesma Nota Técnica são apresentados os valores de outras empresas do setor, verificando-se que os valores projetados pela GASMIG, (para todos os anos do quinquênio) são inferiores aos valores de maioria das empresas da amostra<sup>1</sup>.

**Figura 17: Comparação do custo MSO por m3. Fonte: Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022.**

**Tabela 70 – Custos regulatórios unitários de MSO por volume (R\$ junho de 2021/1.000m³)**

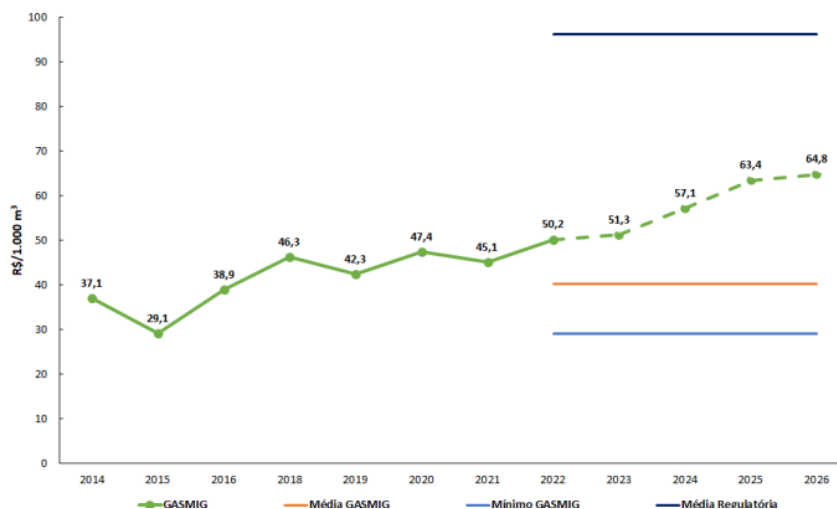
Categoria	R\$
CEG	115,28
CEG Rio	34,98
COMGÁS	106,08
GNSPS	98,57
GBD	126,34
<b>Média Regulatória</b>	<b>96,25</b>
<b>Média Gasmig<sup>5</sup></b>	<b>40,18</b>
<b>Mínimo Gasmig<sup>6</sup></b>	<b>29,07</b>

**Figura 18: Custo MSO por m3. Fonte: Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022.**

<sup>1</sup> A CEG Rio é a única concessionária com um custo MSO por m3 inferior ao proposto pela Gasmig, entretanto, essa distribuidora atua em conjunto com a CEG, sendo que ambas as distribuidoras compartilham diversos serviços, estruturas e infraestruturas.



**Gráfico 16 – Custos regulatórios unitários de MSO por volume (R\$ junho de 2021/1.000m³)**



Como é possível verificar, a média projetada é inferior ao custo da maioria das concessionárias, verificando-se assim a razoabilidade e eficiência da projeção apresentada pela GASMIG.

Além do anterior, a SEDE utilizar para a elaboração das suas projeções de MSO, o valor unitário mínimo histórico da GASMIG, acontecido no ano 2015, sendo que o valor desse ano não poderá ser utilizado como referência válida para projetar os custos do período 2022-2026.

Em primeiro lugar, e como já apresentado neste documento, as referências válidas para o reconhecimento de custos são aquelas relativas a valores médios e não valores máximos ou mínimos, sendo que esta última situação estaria destoante com o marco regulatório estabelecido pela SEDE.

Por outro lado, a SEDE não explicita os motivos pelos quais decide adotar um valor mínimo da própria distribuidora, que representa um valor inferior a um terço dos valores médios regulatórios avaliados pelo regulador, e inferior à média da própria GASMIG.

Por fim, para que não restem dúvidas sobre a arbitrariedade e insuficiência relativa ao valor definido pela SEDE, podem ser comparadas as situações dos anos 2015 e 2021, períodos com volumes distribuídos similares, porém com quantidade de usuários e extensão de rede bastante diferentes.

**Figura 19: Comparação de usuários, extensão de rede e volume 2015 e 2021 da GASMIG. Fonte: Elaboração própria.**

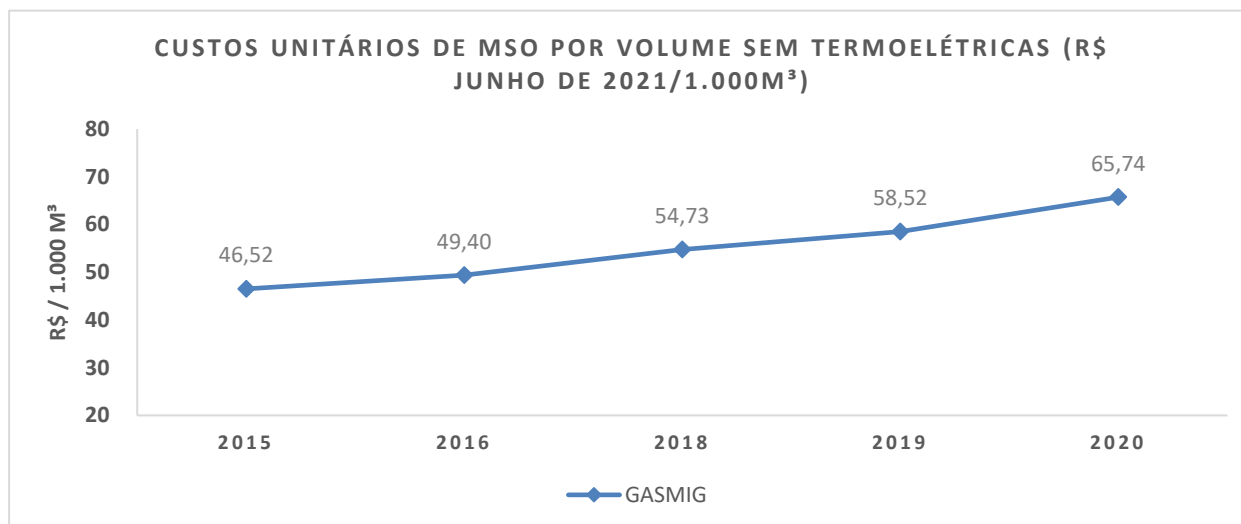
		2015	2021	Var %
Usuários	[ ]	4215	70.910	1582%
Km rede	[Km]	955	1.269	33%
Volume	[Milhares m3]	1.414.464	1.394.341	-1%

A partir da tabela anterior, pode ser inferido facilmente, que a concessionária precisaria, em 2021, de um maior nível de MSO que no ano 2015, para poder atender o incremento na quantidade de usuários e na extensão de rede ocorrida entre esses anos.

Ademais, o ano de 2015 teve um elevado consumo termelétrico, o que fez o custo unitário cair devido a esse efeito pontual.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Volume Termelétrico</b> [Milhares de m <sup>3</sup> ]	<b>477.832</b>	<b>216.497</b>	<b>361.676</b>	<b>151.124</b>	<b>289.789</b>	<b>141.102</b>

Assim, se demonstra que, a variação no custo unitário de MSO por volume não é produto de ineficiência, senão produzida pela variação dos volumes distribuídos. O gráfico abaixo demonstra a evolução dos custos de MSO por m<sup>3</sup>, desconsiderando o volume das térmicas. Podemos verificar que, assim como a base de clientes da concessionária, os custos são crescentes.



### Contribuição

As projeções de MSO realizadas pela GASMIG deveriam ser reconhecidos na sua totalidade para o cálculo da receita requerida, considerando: (i) a inadequação da utilização de valores mínimos da distribuidora referentes a somente um ano (2015); (ii) que no ano de 2015 foram realizados volumes atípicos para o setor termelétrico; (iii) que a variável volume não é a mais adequada para a projeção do MSO; (iv) que não deveriam ser reconhecidos valores mínimos senão médios; e (v) que os valores projetados pela GASMIG são inferiores às médias do setor e de praticamente todas as empresas analisadas.

### 3.3.3. Custos da gestão de fornecimento de gás e transporte

A SEDE excluiu das despesas autorizadas o item Custos da gestão de fornecimento de gás e transporte incluído na projeção da GASMIG indicando que esse item já estaria incluído no PMSO histórico.

**Figura 20: Fundamentação da exclusão do item custo da gestão do fornecimento de gás e transporte.**  
**Fonte: Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022.**

Quanto aos custos da gestão de fornecimento de gás e transporte, a Gasmig propôs a inclusão destes custos no OPEX tendo em vista que as alterações decorrentes do Novo Mercado do Gás demandaram a “criação de uma área dedicada à gestão e acompanhamento dos contratos de fornecimento do gás e transporte”. Entretanto, entende-se que estes custos já estão contabilizados no MSO na medida em que os colaboradores alocados à nova área já compõem a base de dados de custos operacionais PMSO, portanto já foram contemplados na projeção de custos operacionais e não devem ser considerados em duplicidade.

Como foi indicado pela GASMIG no plano de negócios, os custos propostos estão atrelados à manutenção da nova estrutura que a concessionária pretende adotar para atender e cumprir com todos os requerimentos e obrigações estabelecidas pela reforma setorial (novo mercado de gás).

Dentre as atividades a desenvolver, podem ser citadas a gestão e acompanhamento dos contratos de fornecimento do gás e transporte, fiscalização do balanço de gás na rede de distribuição e aplicação de penalidades.

Ademais, o item “Custos da gestão de fornecimento de gás e transporte” foi segregado do resto das contas PMSO para atender o requerimento da NT SEDECTES nº 04/2017 que estabelece a necessidade de desagregar os custos de gestão e fornecimento de gás natural já que eles vão ser remunerados somente pelo encargo de comercialização.

É importante indicar que a estrutura proposta é nova e não está contida no PMSO histórico, sendo que a concessionária dimensionou a estrutura requerida para desenvolver esta atividade baseada na experiência com outras gerências atualmente existentes na concessionária.

### Contribuição

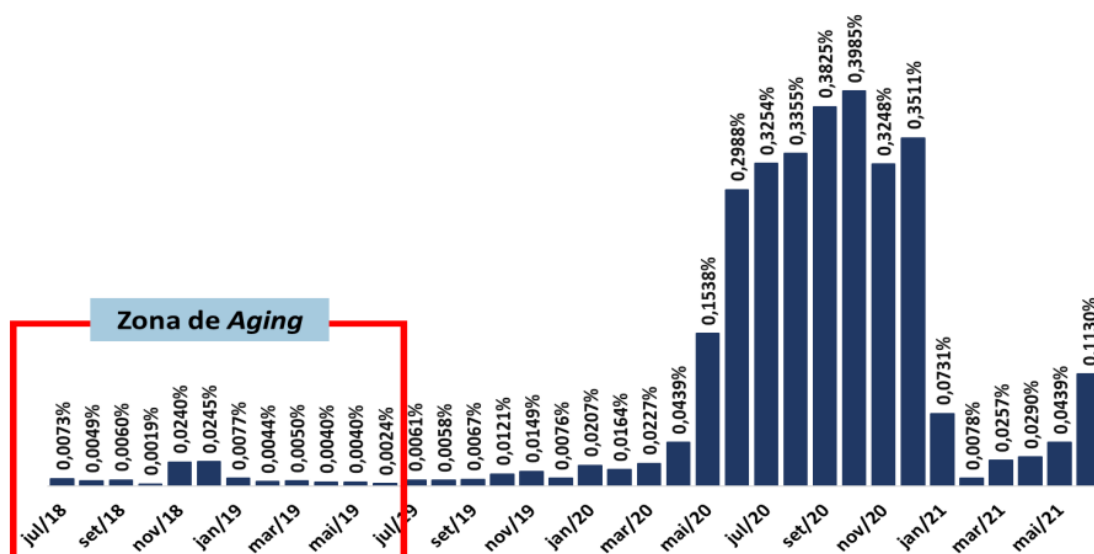
Incorporar, dentro das projeções de custos operacionais, a projeção de Custos da gestão de fornecimento de gás e transporte propostas pela concessionária como um componente adicional de custo.

#### 3.3.4. Receitas irrecuperáveis

A SEDE reconhece na formação da receita requerida um percentual regulatório de 0,008% sobre a receita faturada, baseado na metodologia de *aging*, proposta na 1º RTO.

Para a 2ª RTO da Gasmig foram consideradas as informações, disponibilizadas pela concessionária, de faturamento e faturas do período entre julho de 2018 e junho de 2021 que permaneciam em aberto. Conforme apresentado no Gráfico abaixo, o percentual de inadimplência regulatória foi calculado a partir da média dos 12 meses mais antigos – situados na Zona de *Aging* – resultando num percentual regulatório de 0,008%.

**Gráfico 17 – Curva de envelhecimento da fatura entre julho de 2018 e junho de 2021 (%)**



## Contribuição

A GASMIG solicita que as projeções de perda de receita devidas à inadimplência dos usuários deverão ser estimadas considerando os índices definidos em forma segregada para cada categoria de clientes (residencial, industrial, etc.). Dessa forma, poderá ser considerada na estimativa o crescimento de cada um dos mercados em forma individual, aportando assim maior precisão no cálculo.

### 3.3.5. Perdas

Para a estimativa das perdas, a SEDE utiliza a mediana como medida de tendência central das taxas de perdas reconhecidas a 7 concessionárias de distribuição de gás natural (% 0,28). A SEDE justifica o uso da mediana procurando “*dirimir o efeito de outliers na amostra de dados selecionados*”.

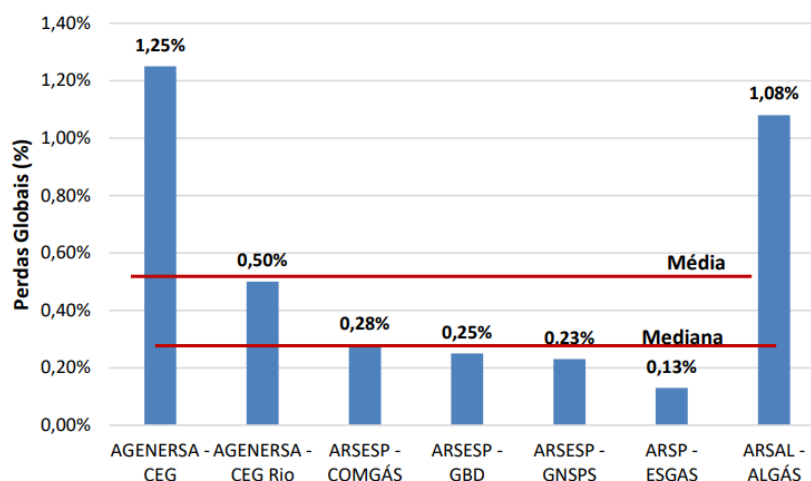
**Figura 21: Estimativa das taxas de perdas. Fonte: Nota Técnica SEDE/DIEN nº 07/2022.**

**Tabela 75 - Perdas globais reconhecidas pelas agências reguladoras no Brasil**

ANO	ENTE REGULADOR/ CONCESSIONÁRIA	ESTADO	PERDAS GLOBAIS RECONHECIDAS
2016	AGENERSA/CEG	RJ	1,25%
2016	AGENERSA/CEG Rio	RJ	0,50%
2018	ARSESP/COMGÁS	SP	0,28%
2020	ARSESP/GBD	SP	0,25%
2021	ARSESP/GNSPS	SP	0,23%
2017	ARSP/ESGAS	ES	0,13%
Set/2021	ARSAL/ALGÁS	AL	1,08%

Como observado no gráfico abaixo, as porcentagens de perda das concessionárias CEG e ALGÁS de 1,25% e 1,08%, respectivamente, são relativamente mais elevadas que as demais perdas de outras distribuidoras. Assim, buscando dirimir o efeito de *outliers* na amostra de dados selecionados pela SEDE, foi utilizada a mediana por ser tratar de uma medida de tendência central que retorna o valor central de um conjunto de valores ordenados.

**Gráfico 18 - Perdas globais reconhecidas pelas agências reguladoras no Brasil**



Em primeiro lugar, nenhum dos dados da amostra utilizada pela SEDE pode ser considerado como “outlier” após uma análise estatística da amostra.

Ademais, o uso da mediana como medida de tendência central para reconhecer o nível de perdas difere do critério adotado pela SEDE para o cálculo de outros parâmetros onde foram utilizadas comparações com outras distribuidoras, nas quais escolheu a média como medida para a comparação com a GASMIG. Nesse sentido, A SEDE deverá utilizar um critério homogêneo para os cálculos e análises desenvolvidos para o cálculo da receita requerida.

Além disso, se for considerada a média da amostra dos dados utilizados (0,5%), o valor resultante é similar ao valor aprovado na 1ª RTO (0,41%), entanto que, o valor proposto pela SEDE, de 0,28%, representa uma redução de 31% em relação ao valor aprovado na 1ª RTO

**Figura 22: Perdas da GASMIG para os anos 2014 e 2015. Fonte: Nota Técnica SEDECTES nº01/2018.**

A GASMIG apresentou as perdas dos anos de 2014 e 2015 em milhares de m³ como resume a seguinte tabela:

Conceito	2014	2015
Perdas (milhares de m³)	7.451	29.110
Volume consumido (milhares de m³)	1.531.815	1.414.464
<b>% Perdas</b>	<b>0,49%</b>	<b>2,06%</b>

**Tabela 67: Determinação do % de perdas da concessionária.**

Como se observa na tabela, as perdas apresentadas pela concessionária crescem em 2015, alcançando 2,06%. Essa porcentagem é alta comparada com outras concessionárias do Brasil.

A SEDECTES considera que o valor obtido da amostra de concessionárias de distribuição de gás natural de Brasil é mais representativo de um esquema eficiente que os dados históricos apresentados pela concessionária. **Portanto, a SEDECTES estabelece que o índice global de perdas (IGP) reconhecido para a GASMIG seja 0,41%, montante especificado no “Anexo VII – Perdas”.**

## Contribuição

A GASMIG solicita que, em função dos dados e metodologia apresentados pela SEDE, seja reconhecido como nível de perdas regulatórias reconhecidas o valor da média da amostra das empresas utilizada.

## 3.4. Antecipação da 2ª RTO

Na Nota Técnica SEDE-DIEN nº 07-2022 a SEDE impõe uma penalização à GASMIG pela antecipação da 2ª RTO, estabelecendo que os usuários deveriam receber uma compensação financeira de [R\$] 34.082.775, calculada a partir da diferença entre as margens calculadas com o fluxo de caixa descontado relativo a ciclo tarifário da 1ª RTO, de 5 anos, e um novo ciclo tarifário, de 4 anos.

**Figura 23: Determinação da compensação financeira pela antecipação da 2ª RTO. Fonte: NT SEDE-DIEN nº 07-2022.**

A compensação financeira pela antecipação da 2ª RTO, em valores de fevereiro de 2019, foi de R\$ 22.750.144, que atualizada à moeda de junho de 2021, significa um montante de R\$ 34.082.775. Tendo definido o montante, esse valor gerou um desconto na margem média final da 2ª RTO de 0,0073 R\$/m³.

A Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 que estabelece as metodologias de revisão tarifária para a concessionária GASMIG, inclui o mecanismo de Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) que permite restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária ante o acontecimento de fatos não previstos no processo de Revisão Tarifária e fora do controle de gestão da concessionária.

**Figura 24: Mecanismo de revisão tarifária extraordinária. Fonte: Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017**

Adicionalmente aos mecanismos de Revisão Tarifária Ordinária (RTO) e de Reajuste Tarifário Anual (RTA), será incorporado um mecanismo de Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) que permita restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro do prestador do serviço ante o acontecimento de fatos não previstos no último processo de Revisão Tarifária e que estejam fora do controle do prestador.

Embora o processo em tela não foi caracterizado como de revisão extraordinária, a antecipação da 2ª RTO está amplamente justificada em eventos que certamente justificariam um processo de RTE, tais como o acidente ambiental do rompimento da barragem da Vale S.A. na região de Brumadinho em Minas Gerais em 2019 e a crise mundial imposta pela pandemia da COVID-19, que geraram uma retração nas vendas e afetando o equilíbrio econômico financeiro da concessionária.

Pelas razões apontadas, a GASMIG considera-se devidamente amparada na antecipação do processo tarifário que visa restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da concessão sem que seja justificada a aplicação da penalidade econômica prevista pela SEDE na Nota Técnica SEDE-DIEN nº 07-2022.

No referente ao cálculo do montante da penalidade, a SEDE apresenta a memória de cálculo, estimando a diferença entre a margem média vigente desde novembro de 2019 e a margem média de um ciclo de 4 anos, considerando a compensação financeira e a outorga. O cálculo da SEDE origina uma margem média de [R\$/m³] 0,0088 menor que a margem média vigente desde novembro de 2019.

Assim, a penalidade foi calculada como o produto entre o volume realizado entre novembro de 2019 e janeiro de 2022 e a diferença tarifária de [R\$/m³] 0,0088.

Na proposta da SEDE, o resultado é afetado pelo desequilíbrio econômico financeiro gerado pela metodologia escolhida para estabelecer a compensação financeira pela demora na aplicação da 1ª RTO.

A metodologia de estimação da compensação financeira empregada no 1º ciclo impacta no equilíbrio econômico-financeiro da concessionária por estimar a receita não repassada com o volume realizado dos anos 2018-2019 e não o volume aprovado no processo de revisão tarifária.

O arquivo Antecipação da Revisão Tarifária, elaborado pela SEDE, detalha que a diferença entre o VPL da receita da revisão tarifária e o VPL da receita com compensação financeira (para o cálculo com os 5 anos) é de [R\$ Fev9] -30.368.253,6 o que representa uma diminuição do -1,9%.



**Figura 25: Impacto da metodologia de estimação da compensação financeira no equilíbrio económico da concessionária (5 anos). Fonte: Antecipação da Revisão Tarifária.**

	2018	2019	2020	2021	2022
Vendas Faturadas (R\$)	365.685.547	279.231.681	-	-	-
Vendas Projetadas (R\$)		70.748.542	443.029.120	451.736.955	477.321.735
<b>Vendas Total (R\$)</b>	<b>365.685.547</b>	<b>349.980.223</b>	<b>443.029.120</b>	<b>451.736.955</b>	<b>477.321.735</b>
<b>VPL Receita - Compensação Financeira (R\$ fev19)</b>	1.558.616.602,4				
<b>VPL Receita - Revisão Tarifária (R\$ fev19)</b>	1.588.984.856,1				
Desequilíbrio Económico Financeiro (R\$ fev19)	-	30.368.253,6			
Dif VPL Receita (%)	-1,9%				

No fluxo de caixa para o cálculo da receita requerida com 4 anos, a diferença entre o VPL da receita da revisão tarifária e o VPL da receita com compensação financeira é de [R\$ Fev9] -146.312.603 o que representa um impacto do -10,2%.

**Figura 26: Impacto da metodologia de estimação da compensação financeira no equilíbrio económico da concessionária (4 anos). Fonte: Antecipação da Revisão Tarifária.**

	2018	2019	2020	2021
Vendas Faturadas (R\$)	365.685.547	279.231.681	-	-
Vendas Projetadas (R\$)		72.928.328	456.678.995	465.655.121
<b>Vendas Total (R\$)</b>	<b>365.685.547</b>	<b>352.160.009</b>	<b>456.678.995</b>	<b>465.655.121</b>
<b>VPL Receita - Compensação Financeira (R\$ fev19)</b>	1.284.056.614,8			
<b>VPL Receita - Revisão Tarifária (R\$ fev19)</b>	1.430.369.217,9			
Desequilíbrio Económico Financeiro (R\$ fev19)	-	146.312.603,0		
Dif VPL Receita (%)	-10,2%			

Como se verifica, o cálculo da receita requerida para 4 anos amplifica o desequilíbrio económico-financeiro gerado pela metodologia de estimação da compensação financeira selecionada pela SEDE na 1º RTO. Enquanto, no cálculo com 5 anos a diferença é de [R\$ Fev9] -30.368.253,6 no fluxo de 4 anos a diferença é [R\$ Fev9] -146.312.603,0, o que representa um incremento de 382%.

A estimação do impacto da antecipação proposta pela SEDE está “contaminado” com este efeito que prejudica a GASMIG, pois a queda na margem média do fluxo de 4 anos é muito maior que a queda na margem média no fluxo de 5 anos.

Para evitar o impacto do cálculo da compensação financeira é possível fazer outro cálculo sem precisar estimar a margem da compensação.

Para estimar o efeito da antecipação é necessário calcular a margem média para os ciclos de 4 e de 5 anos, incluindo o impacto da outorga.

**Figura 27: Estimação das margens media para os fluxos de 4 e 5 anos. Fonte: Antecipação da Revisão Tarifária.**

Receita Requerida		1	2	3	4	5
Conceito	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Custos Operacionais (R\$)		78.597.418	85.881.780	94.922.865	102.938.761	114.196.520
Depreciação da Gestão (R\$)	-	74.016.338	78.488.125	80.263.275	80.228.087	83.443.416
Custo de Capital (R\$)		211.375.069	214.384.094	211.741.844	208.274.738	213.155.112
Outorga (R\$)				148.304.301	144.558.071	140.811.841
<b>Receita Requerida (R\$)</b>	<b>-</b>	<b>363.988.824</b>	<b>378.753.999</b>	<b>535.232.285</b>	<b>535.999.657</b>	<b>551.606.889</b>
Volume (m³)		1.185.340.501	1.218.529.402	1.271.743.551	1.296.739.950	1.370.182.706
Volume Termoelectricas (m³)		248.191.228	248.191.228	248.191.228	248.191.228	248.191.228

Receita Requerida VP (R\$)	330.838.779	312.906.039	401.908.675	365.828.848	342.193.281
Volume (m³) VP	1.077.386.385	1.006.682.992	954.958.772	885.046.988	850.002.648
Volume sem Termoelectricas (m³) VP	851.799.012	801.640.843	768.590.703	715.652.269	696.035.443

	5 anos	4 anos
VP Receita Requerida (R\$)	1.753.675.622	1.411.482.341
VP Volume (m³)	4.774.077.785	3.924.075.137
VP Volume sem Termoelectricas	3.833.718.270	3.137.682.827

	5 anos	4 anos
VP Receita Requerida (R\$ Fev19)	1.913.459.651	1.540.087.843

Tarifa Média (R\$/m³) Jun17	0,3673	0,3597
Tarifa Média sem Termoelectricas (R\$/m³)	0,4574	0,4498
Tarifa Média (R\$/m³) Fev19	0,4008	0,3925
Tarifa Média sem Termoelectricas (R\$/m³)	0,4991	0,4908

A tarifa média para o fluxo de 5 anos é de [R\$ Fev19/m³] 0,4008 e a tarifa média para o fluxo com 4 anos é de [R\$ Fev19/m³] 0,3925. Como a tarifa média do fluxo de 5 anos é maior que a tarifa média do fluxo de 4 anos a concessionária “obteve” uma receita em excesso.

**Figura 28: Diferença entre as tarifas medias para os fluxos de 4 e 5 anos. Fonte: Antecipação da Revisão Tarifária.**

	5 anos	4 anos	Dif
<b>Tarifa Média (R\$/m³) Fev19</b>	<b>0,4008</b>	<b>0,3925</b>	<b>- 0,0083</b>

Multiplicando a diferença de [R\$ fev19/m³] -0,0083 pelo volume aprovado obtemos a receita em excesso ([R\$ Fev19] -32.689.095).

**Figura 29: Estimação da receita em excesso. Fonte: Elaboração própria.**

	2018	2019	2020	2021
Receita em excesso (R\$ Fev19)	- 9.874.354	- 10.150.831	- 10.594.126	- 10.802.356
VP Receita em excesso (R\$ Fev19)	- 32.689.095			

Pela demora na aplicação da 1ºRTO, a GASMIG não recebeu [R\$ Fev19] 57.250.247 considerando a tarifa para os 4 anos.

**Figura 30: Receita não repassada pela demora 1ºRTO. Fonte: Antecipação da Revisão Tarifária.**

<b>VP Receita Não Repassada [R\$ Fev19]</b>	<b>\$ 57.250.247,71</b>
---	-------------------------

Pela demora na 1ºRTO, a GASMIG recebeu uma tarifa financeira de [R\$ Fev19/m³] 0,0155 o que gerou uma receita adicional de [R\$ Fev19] 34.035.425.

**Figura 31: Tarifa financeira. Fonte: Antecipação da Revisão Tarifária.**

	2018	2019
<b>VP Receita Não Repassada</b>	R\$ 26.918.411,35	R\$ 20.061.382,79
<b>VP Volume Faturado (m³)</b>	979.622.098	594.587.799
<b>Receita Devida (Res. nº08/19) (fev/19)</b>	R\$ 395.301.183,50	R\$ 247.668.445,94
<b>Receita Devida com ajuste 4 anos (Res. nº08/19) (fev/19)</b>	<b>R\$ 380.961.655,37</b>	<b>R\$ 238.684.287,03</b>
<b>Receita Homologada (fev/19)</b>	R\$ 365.685.547,33	R\$ 223.385.344,94
<b>Receita Não Repassada</b>	R\$ 29.615.636,17	R\$ 24.283.100,99
<b>Cálculo da Diferença (fev/19)</b>		
VP Diferença Total	R\$ 46.979.794,15	
VP do Volume a considerar (m³)	3.025.569.405	
<b>Tarifa Financeira</b>	<b>R\$ 0,0155</b>	

Considerando a receita em excesso, a receita não repassada e a receita obtida com a tarifa financeira obtemos uma compensação de [R\$ Fev19] -12.282.678 (a favor dos usuários).

**Figura 32: Estimação da compensação pela antecipação da 2ª RTO. Fonte: Elaboração própria.**

VP Receita em excesso (R\$ Fev19)	-	32.689.095
VP Receita Não Repassada demora RTO (R\$ Fev19)		54.441.842
VP Receita obtida com a Tarifa financeira (R\$ Fev19)	-	34.035.425
<b>Saldo concessionária (R\$ Fev19)</b>	<b>-</b>	<b>12.282.678</b>

Se a receita em excesso obtida da diferença é estimada como o produto da diferença de [R\$ fev19/m3] - 0,0083 e o volume realizado (na estimativa anterior foi empregado o volume regulatório) o VP da Receita em excesso tem uma redução e fica em [R\$ Fev19] -28.684.360.

Considerando a receita em excesso obtida com o volume realizado, a receita não repassada e a receita obtida com a tarifa financeira obtemos uma compensação de [R\$ Fev19] -8.277.943 (a favor dos usuários).

**Figura 33: Estimação da compensação pela antecipação da 2ª RTO. Fonte: Elaboração própria.**

	2018	2019	2020	2021
Volume realizado (m3)	1.057.555.641	1.050.082.206	885.348.331	1.391.561.550
Receita em excesso (R\$ Fev19)	- 8.809.856	- 8.747.599	- 7.375.301	- 11.592.257
VP Receita em excesso (R\$ Fev19)	- 28.684.360			
VP Receita Não Repassada demora RTO (R\$ Fev19)	54.441.842 (4 anos)			
VP Receita obtida com a Tarifa financeira (R\$ Fev19)	- 34.035.425			
<b>Saldo concessionária (R\$ Fev19)</b>	<b>- 8.277.943</b>			

## Contribuição

GASMIG solicita que não seja aplicada a compensação calculada pela SEDE relativa à antecipação da 2ª RTO, pois obedece a motivos distantes do poder de gestão da concessionária, e que tiveram profundos efeitos na redução do mercado realizado pela distribuidora e consequentes menores receitas, e portanto não deveria receber uma penalização econômica.

Em caso de a SEDE manter sua metodologia de cálculo para estimar os efeitos da antecipação, que não está prevista no arcabouço regulatório da distribuição de gás canalizado no estado de Minas Gerais, GASMIG solicita que seja modificada segundo acima explicitado, para evitar o efeito do desequilíbrio econômico-financeiro produzido pela metodologia de estimação da compensação financeira, resultando num valor calculado de R\$ 8.277.943.

### 3.5. Receita em Excesso Devido aos Investimentos não Realizados

A GASMIG não conseguiu realizar todos os investimentos previstos na 1ª RTO, devido principalmente a situação de conjuntura estabelecida no ponto anterior, produto de fatores exógenos à concessionária e não por uma motivação econômica.

Ademais, a menor quantia de investimentos foi produto da demora na aprovação do plano de investimentos e a aplicação das tarifas correspondente ao primeiro ciclo, período 2018-2022.

O plano de investimentos para o período 2018-2022 foi aprovado mediante a resolução SEDE nº 08 de 18 setembro de 2019, baseada na discussão detalhada na Nota Técnica SEDE nº 01/2019 que contém as Análise das Contribuições à Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018.

Além disso, a nova tarifa não foi aplicada imediatamente da emissão da resolução SEDE 08/2019 já que depois foram estimados e incorporados na margem da concessionária o impacto da outorga e a compensação financeira descritas nas NOTA TÉCNICA SPMEI nº 01/2019 e NOTA TÉCNICA SPMEI nº 02/2019.

As tarifas resultantes do primeiro processo de revisão tarifária foram aplicadas em novembro de 2019 conforme a resolução SEDE nº 21 de 13 novembro de 2019.

Como é possível verificar na cronologia de processo de RTO, a GASMIG não tinha nos anos 2018 e 2019 um plano de investimentos aprovado como referência para atingir. Também até o final do ano 2019 a concessionária não teve a margem de distribuição obtida a partir dos investimentos da 1 RTO.

Embora a margem finalmente aprovada no final do ano 2019 contenha uma compensação financeira pelo o atraso na conclusão da Primeira Revisão Tarifária Periódica da Companhia de Gás de Minas Gerais – GASMIG (NOTA TÉCNICA SPMEI nº 02/2019), a incerteza no resultado do processo de RTO limitou os planos de expansão e melhoria do serviço que tinha previsto desenvolver a GASMIG nos anos 2018 e 2019.

**Figura 34: Margem não repassada. Fonte: NOTA TÉCNICA SPMEI nº 02/2019.**

Margens e Valor Presente	2018	2019
(A) Margem Revisão Tarifária (R\$)	395.299.283	247.666.799
(B) Margem Homologada (R\$)	365.685.547	223.385.344
(A-B) Margem Não Repassada (R\$)	29.613.735	24.281.454
(C) Valor Presente Margem Não Repassada (R\$)	26.916.684	20.060.022

Como é indicado NOTA TÉCNICA SPMEI nº 02/2019 o atraso no processo gerou uma margem não repassada para a concessionária de [R\$] 53.895.189 o que representa o 35% da totalidade dos investimentos previstos para os anos 2018 e 2019 ([Milhares R\$] 154.420).

**Figura 35: Investimentos totais projetados. Fonte: Nota Técnica SEDE nº 01/2019**

**Investimentos totais**

Como resultado das mudanças indicadas nos pontos anteriores, a projeção dos investimentos para o período 2018-2022 é a seguinte:

**Tabela 31: Investimentos projetados**

Investimentos projetados [Milhares de R\$]				
2018	2019	2020	2021	2022
93.533	60.887	57.241	112.011	73.437

Posterior à aprovação da tarifa da 1ª RTO aconteceu a pandemia que impossibilitou à concessionária desenvolver o plano de investimentos previsto no plano de negócios aprovado e receber a totalidade da compensação conforme ao previsto na NOTA TÉCNICA SPMEI nº 02/2019 (produto da queda na demanda).

Por fim, o cálculo do efeito dos investimentos não realizados (custo de capital) deverá considerar também a retirada dos volumes associados a esses investimentos, que não foram incorporados ao mercado. Frise-se neste caso, que os investimentos não foram realizados devido a causas exógenas à gestão da concessionária. Dessa forma, a tarifa ajustada por esses efeitos deverá considerar tanto a redução de custo de capital pelos investimentos não realizados, quanto a redução do mercado devido aos volumes que esses investimentos não conseguiram realizar.

O cálculo da SEDE utiliza os volumes projetados na 1ª RTO, sem retirar os volumes associados aos investimentos não realizados, para calcular a tarifa ajustada, que logo utiliza para calcular a receita auferida em excesso.

### Contribuição

GASMIG solicita que a SEDE considere as características particulares tanto de desenvolvimento do primeiro processo de Revisão Tarifária Ordinária quanto dos efeitos da pandemia de COVID 19 e do rompimento da barragem de rejeitos de minério de ferro da mina do Córrego do Feijão da Vale, para eliminar o cálculo das Receitas em Excesso auferidas detalhadas na Nota Técnica SEDE-DIEN nº 07-2022.

## 3.6. Receita requerida do serviço de comercialização

A SEDE adotou a relação de 6,24% para segmentar a Receita Requerida nos dois componentes estabelecidos na NT SEDECTES nº 04/2017: i) receita requerida do serviço de distribuição e ii) receita requerida do serviço de comercialização regulada.

A porcentagem foi obtida dos valores publicados pela ARSESP na 4ª RTO das concessionárias COMGÁS, GNSPS e GBD.

**Figura 36: Proporção de custos de comercialização empregado pela SEDE. Fonte: NT SEDE-DIEN nº07-2022.**

**Tabela 91 – Proporção de Custos de Comercialização no Estado de São Paulo**

Concessionária	% Custos Comercialização	Fonte
COMGÁS	9,00%	NT.F-0030-2019
GNSPS	2,94%	NT.F-0025-2021
GBD	6,79%	NTF-0069-2020
	6,24%	

Em primeiro lugar, é importante enfatizar que o estado da São Paulo foi um dos precursores tanto no desenvolvimento do setor de gás natural canalizado no Brasil, quanto na implantação do mercado livre. Ademais, deve ser considerado que as normas estabelecidas por esse estado para o funcionamento do mercado livre possuem algumas diferenças em relação ao marco regulatório do Estado de Minas Gerais, que impactam na definição das tarifas e que são sintetizadas na figura a seguir.

**Figura 37: Comparativo Mercado Livre estados de Minas Gerais e São Paulo. Elaboração própria.**

	MG	SP
<b>Legislação Principal Mercado Livre</b>	Resoluções SEDE nº 32/2021, Resoluções SEDE nº 17/2013 e Resoluções SEDE nº 18/2013	Deliberação ARSESP Nº 1.061/2020
<b>Capacidade Mínima</b>	< 5.000	Sem capacidade mínima
<b>Prazo de Aviso Prévio</b>	4 meses antes do fim do contrato vigente	6 meses antes do fim do contrato vigente
<b>Permanência no mercado livre</b>	Sim (até 1 ano)	Não
<b>Encargo de comercialização</b>	Discriminação dos custos de gestão do fornecimento de gás de transporte.	Discriminação dos custos de comercialização, despesas comerciais, marketing, comunicação e taxas regulatórias.

No Estado de São Paulo o encargo de comercialização contém componentes diferentes aos definidos pela NT SEDECTES nº 04/2017.

Por exemplo, o encargo de comercialização estimado para a concessionária COMGAS (NT.F-0030-2019) contém os seguintes itens:

- Provisão para devedores duvidosos (PDD).
- Custos dos projetos de Pesquisa e desenvolvimento (P&D).
- Taxa de regulação e fiscalização.
- Despesas de conexão.



- Despesas de pessoal comercial.
- Despesas de comunicação e marketing.
- Outras despesas comerciais.
- Custo da gestão de aquisição de gás e transporte.

**Figura 38: Despesas incluídas no encargo de comercialização da concessionária Comgas. Fonte: Modelo-Economico-Financeiro-Comgas\_4RTO\_vAjustada2020\_REVISAO.**

(-) Despesas Operacionais	PMSO	649,181	119,681	143,526	148,253	149,880	148,623	145,527
(-) PDD	PDD	12,202	2,628	2,640	2,640	2,698	2,680	2,700
(-) P&D C&R	PDCR	3,040	655	658	658	672	668	673
(-) Taxa de Regulação e Fiscalização	TFR	144,952	31,220	31,360	31,365	32,051	31,835	32,074
(-) Despesas de Conexão	DC	409,080	79,065	86,041	95,941	94,945	92,940	89,316

<b>Pessoal</b>	<b>2018/2019</b>	<b>2019/2020</b>	<b>2020/2021</b>	<b>2021/2022</b>	<b>2022/2023</b>	<b>2023/2024</b>
Comercial	61,847,232	62,716,705	63,648,709	64,073,342	63,708,129	64,335,134
<b>MSO</b>	<b>2018/2019</b>	<b>2019/2020</b>	<b>2020/2021</b>	<b>2021/2022</b>	<b>2022/2023</b>	<b>2023/2024</b>
outras despesas comerciais	29,345,922	25,735,415	27,313,043	27,720,306	27,406,073	25,902,974
comunicação e marketing	26,612,499	53,350,568	55,564,541	56,356,548	55,775,871	53,553,000
Gestão aquisição de gás e transporte	1,358,630	1,207,013	1,210,245	1,213,386	1,216,236	1,219,063

A concessionária GBD também contém os mesmos itens (NT.F-0030-2019).

**Figura 39: Despesas incluídas no encargo de comercialização da concessionária GBD. Fonte: Modelo-Economico-Financeiro-GBD\_4RTO\_vfinal**

(-) Despesas Operacionais	PMSO	36,053	8,771	9,079	9,442	9,594	9,813
(-) PDD	PDD	267	52	58	84	76	79
(-) P&D C&R	PDCR	110	22	24	35	31	33
(-) Taxa de Regulação e Fiscalização	TFR	7,625	1,499	1,671	2,403	2,169	2,267
(-) Obras civis	OC	-	-	-	-	-	-

O encargo de comercialização da concessionária Naturgy inclui também uma parcela dos custos de administração (NT.F-0025-2021).

**Figura 40: Despesas incluídas no encargo de comercialização da concessionária GNSPS. Fonte: Modelo-Economico-Financeiro-\_4RTO\_Naturgy - posCP**

(-) Despesas Operacionais	PMSO	14,536	3,875	3,703	3,699	3,696	3,693
(-) PDD	PDD	150	63	42	28	26	26
(-) P&D C&R	PDCR	47	20	13	9	8	8
(-) Taxa de Regulação e Fiscalização	TFR	3,981	1,679	1,105	746	690	689

### Encargos de Comercialização

Valores em R\$ de maio/19

	5º CT				
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
	jun20-mai21	jun21-mai22	jun22-mai23	jun23-mai24	jun24-mai25
Administrativo (40%)	951,732	958,844	963,929	967,918	971,307
Comunicação e marketing	383,454	374,196	369,429	365,733	362,348
Gestão da aquisição de gás e transporte	9,814	9,577	9,455	9,360	9,274
Outras Despesas comerciais	325,672	317,809	313,760	310,622	307,747
Pessoal (40%)	2,203,869	2,042,451	2,042,451	2,042,451	2,042,451
<b>Total</b>	<b>3,874,542</b>	<b>3,702,877</b>	<b>3,699,024</b>	<b>3,696,084</b>	<b>3,693,127</b>

No Estado de Minas Gerais, a NT SEDECTES nº 04/2017 estabelece que a receita requerida do serviço de comercialização deve **remunerar os custos vinculados exclusivamente com a atividade de compra e venda de gás natural**. Dessa forma, resta claro que **as empresas do estado de São Paulo não podem ser utilizadas como benchmark para a definição da tarifa dos serviços de comercialização da Gasmig**.

**Figura 41: Determinação da receita Requerida do serviço de comercialização regulada. Fonte: NT SEDECTES nº 04/2017.**

- **A receita requerida do serviço de comercialização regulada cobre os custos e ativos relacionados com a atividade de compra e venda de gás natural dos consumidores cativos e os consumidores potencialmente livres que sejam atendidos pela concessionária. Esta receita será coberta pela aplicação da Tarifa de serviço de comercialização.**

A equação 3 da NT SEDECTES nº 04/2017, aprofunda a definição estabelecendo que a Receita Requerida do serviço de comercialização regulada deve remunerar as Despesas e ativos relacionadas especificamente com a gestão dos contratos de fornecimento de gás e transporte dos consumidores cativos e potencialmente livres.

Figura 42: Determinação da Receita Requerida do serviço de comercialização regulada. Fonte: NT SEDECTES nº 04/2017.

**Equação 3: Receita Requerida do serviço de comercialização regulado**

$$RR_{SC\ t} = Despesas\ Com_t + BRRB_{SC\ t,k} \times DEP\%_k + BRRL_{SC\ t} \times TCC_{ai};\ t = 1 \dots 5$$

Onde:

**Despesas Com<sub>t</sub>**: Despesas de comercialização do ano t. Despesas (pessoal, materiais, serviços e outros) relacionadas com a gestão dos contratos de fornecimento de gás e transporte dos consumidores cativos e potencialmente livres.

**BRRB<sub>SC t,k</sub>**: Base de Remuneração Regulatória Bruta (do serviço de comercialização), que é o valor bruto da Base de Capital (BC) do serviço de comercialização no início do ano t. Corresponde aos ativos eficientes em operação, que não estão completamente depreciados, adquiridos com fundos próprios da concessionária e/ou financiados e vinculados à prestação do serviço de comercialização.

**DEP%<sub>k</sub>**: Taxa de depreciação dos ativos, especificada por tipo de ativo k.

**BRRL<sub>SC t</sub>**: Base de Remuneração Regulatória Líquida (do serviço de comercialização), que é o valor líquido da Base de Capital do serviço de comercialização no início do ano t. Corresponde aos ativos eficientes em operação líquidos da depreciação, adquiridos com fundos próprios da concessionária e/ou financiados e vinculados à prestação do serviço de comercialização regulado.

**TCC<sub>ai</sub>**: Taxa de custo de capital regulada estabelecida para a concessionária em termos reais antes dos impostos.

Para os casos de Comgas<sup>2</sup> e GNSPS, os custos de gestão do fornecimento de gás e transporte representam uma pequena parcela da totalidade das despesas remuneradas pelo encargo de comercialização, portanto, a porcentagem escolhida pela SEDE para a desagregação das receitas de distribuição e comercialização não é válida.

Figura 43: Relação despesas de gestão de fornecimento e despesas para encargo de comercialização para a concessionária Comgas. Fonte: Despesas incluídas no encargo de comercialização da concessionária Comgas. Fonte: Modelo-Economico-Financeiro-Comgas\_4RTO\_vAjustada2020\_REVISAO.

		2018/20 19	2019/20 20	2020/20 21	2021/20 22	2022/20 23	2023/20 24
Despesas para encargo de comercialização	[000 R\$]	233,247.8	264,224.9	278,857.7	280,246.5	276,744.6	270,289.2
Gestão da aquisição de gás e transporte	[000 R\$]	1,358.6	1,207.0	1,210.2	1,213.4	1,216.2	1,219.1
Relação	[%]	0.6%	0.5%	0.4%	0.4%	0.4%	0.5%

<sup>2</sup> A concessionária GBD não detalhou os custos de gestão e fornecimento de gás e transporte.

**Figura 44: Relação despesas de gestão de fornecimento e despesas para encargo de comercialização para a concessionária GNSPS. Fonte: Modelo-Economico-Financeiro-\_4RTO\_Naturgy - posCP**

		2020/2021	2021/2022	2022/2023	2023/2024	2024/2025
Despesas para encargo de comercialização	[000 R\$]	5,636.3	4,862.7	4,481.7	4,420.2	4,415.8
Gestão da aquisição de gás e transporte	[000 R\$]	9.8	9.6	9.5	9.4	9.3
Relação	[%]	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%

Outro ponto relevante a salientar é que a amostra de concessionárias utilizada pela SEDE está constituída somente por empresas do estado de São Paulo e não inclui outras concessionárias como a CEG e CEG Rio do estado de Rio de Janeiro cuja **TUSD ficou definida com uma redução do 1,9%** em relação a tarifa do mercado cativo.

**Figura 45: Determinação da TUSD para a concessionárias CEG e CEG Rio no ano 2020. Fonte: AGENERSA**

#### ***DAS TARIFAS***

***Art. 13** - Os Agentes Livres que não adquiram o gás natural da Distribuidora estadual terão direito à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) correspondente à margem do segmento de consumo da Distribuidora, deduzindo-se os encargos de comercialização pela aquisição do gás natural, independente da supridora.*

***§1º** Fica mantida a TUSD provisória, correspondente ao expurgo da margem de distribuição de 1,9% (um inteiro e nove décimos por cento) referente aos encargos de comercialização, até a realização do estudo previsto pela AGENERSA.*

***§2º** Determinar abertura de Processo Regulatório específico, no prazo de até 60 (sessenta) dias, para realização de Consulta e Audiência Públicas, visando complementar os estudos quanto ao percentual equivalente aos encargos de comercialização, para calcular as despesas operacionais exclusivas às atividades de comercialização referentes ao pessoal da área comercial e de suprimento de gás, despesas comerciais, comunicação, gestão de gás e transporte, dentre outros fatores relevantes, com base nos custos efetivamente realizados pelas Concessionárias.*

Em relação ao mercado, comparando a quantidade de usuários projetados no primeiro ano do ciclo tarifário para as concessionárias Comgas, GBD e GNSPS, podemos verificar que somente a GNSPS apresenta uma quantidade similar de usuários que a GASMIG.

**Figura 46: Comparação quantidade de usuários projetados concessionárias de São Paulo e GASMIG. Fonte: Elaboração própria.**

	Quantidade Usuários 1ºano Ciclo Tarifário	Diferença
Comgas	1,213,799	3748%
GBD	31,546	-64%
GNSPS	87,734	7%

**GASMIG**

**82,182**

A comparação evidencia que nem a GBD nem a Comgas são empresas comparáveis. O tamanho do mercado das concessionárias GBD e Comgas (principalmente Comgas) são diferentes daquele da GASMIG, portanto, não podem ser tomadas como referência para a estimação dos custos de gestão do gás e transporte.

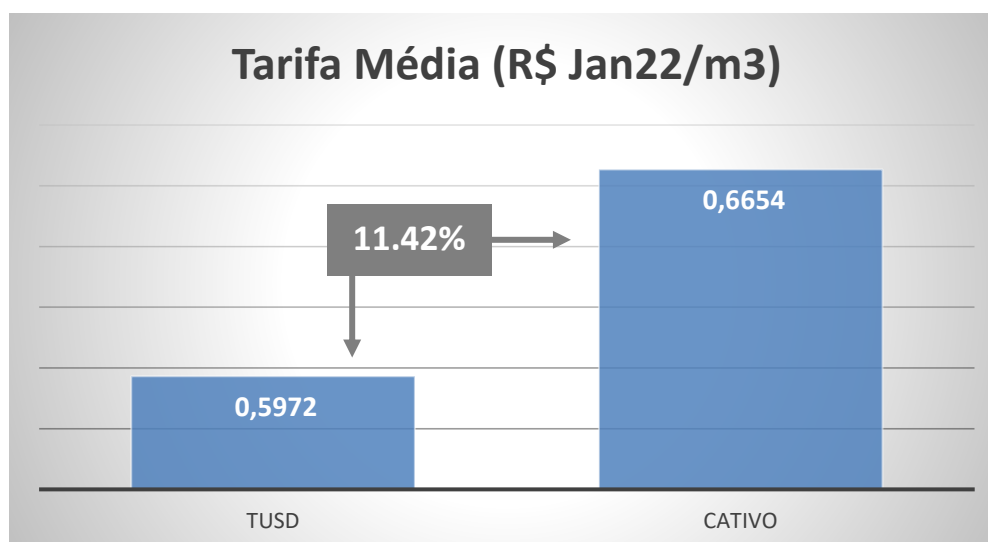
Em relação ao impacto tarifário da desagregação dos custos, uma proporção de 6,24% de custos de comercialização tem um impacto tarifário bastante superior.

Por exemplo, considerando a margem média de distribuição e o encargo de comercialização unitário propostos pela SEDE na Nota Técnica SEDE-DIEN nº 07-2022 é possível verificar que a diferença entre a tarifa unitária do mercado livre e cativo é 11.42%.

**Figura 47: Impacto tarifário da desagregação (valores a Jan/22) . Fonte: Elaboração própria.**

Distribuição	Comercialização	TUSD	Cativo
0,5972	0,0682	<b>0,5972</b>	<b>0,6654</b>

**Figura 48: Diferença entre a tarifa média do mercado cativo e livre. Fonte: Elaboração própria.**



A diferença tem um impacto negativo para o desenvolvimento do setor pois, além de incrementar as tarifas do mercado cativo promove a migração dos usuários ao mercado livre somente pelo sinal da economia obtida na margem de distribuição e não pela concorrência no setor de comercialização de molécula e transporte.

A migração dos usuários para o mercado livre deve ser produto da oferta de melhores condições nos produtos e serviços relacionados ao gás e transporte (comercialização do gás) e não pela redução na margem de distribuição. Se a migração do usuário é promovida pela redução na margem de distribuição, os comercializadores não terão nenhum incentivo para minimizar os preços do fornecimento de gás.

Além do anterior, uma margem de comercialização elevada traz o problema de fomentar a migração dos usuários ao mercado livre (pela economia na TUSD), o que na próxima RTO geraria um incremento ainda

---

maior , incentivando a saída para o mercado livre de outros usuários e acrescentando o problema em futuras revisões.

### **Contribuição**

O marco regulatório e os critérios de segregação da receita de comercialização regulada utilizado pela ARSESP para as concessionárias COMGAS, GNSPS e GBD são diferentes daqueles definidos pela SEDE na NT SEDECTES nº 04/2017 e, portanto, essas empresas não podem ser utilizadas como referência para o estado de Minas Gerais . A GASMIG sugere que o encargo de comercialização remunere somente as despesas de gestão dos contratos de gás e transporte detalhadas na projeção do OPEX no plano de negócios.



## 4. Bibliografia

Nota Técnica SEDECTES nº04-2017

Nota Técnica SEDECTES nº01/2018

Nota Técnica SEDE nº 01/2019

NOTA TÉCNICA SPMEEL nº 01/2019

NOTA TÉCNICA SPMEEL nº 02/2019

NT.F-0030-2019

NT.F-0025-2021

Nota Técnica SEDE-DIEM Nº07/2022

Modelo-Economico-Financeiro-Comgas\_4RTO\_vAjustada2020\_REVISAO

Modelo-Economico-Financeiro-\_4RTO\_Naturgy - posCP

---

## 5. Anexo

### 5.1. Anexo I: Justificativa técnica dos investimentos atípicos

Enviado em formato de planilha de MS Excel.