



# **SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO**

**Nota Técnica SEDE nº 01/2019**

*Análise das Contribuições à Nota Técnica  
SEDECTES nº 01/2018*

Agosto, 2019

## Índice

<b>1. Introdução.....</b>	<b>8</b>
<b>2. Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS) .</b>	<b>8</b>
2.1. Captura da eficiência.....	8
2.2. Inclusão na rede interna na BRR inicial.....	10
2.3. Parcelado do custo de instalação interna.....	13
2.4. Consumo unitário residencial .....	14
2.5. Projeção da demanda térmica para o ano 2018.....	15
2.6. Projeção da demanda térmica período 2018-2022 .....	16
<b>3. Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres.....</b>	<b>18</b>
3.1. Volume total.....	18
3.2. Volume unitário residencial .....	19
3.3. Volume unitário PCNR.....	19
3.4. Projeção do consumo mercado GNV .....	20
3.5. Projeção do consumo mercado GNC .....	22
3.6. Projeção do consumo industrial.....	23
3.7. Projeção do consumo termoeletrico .....	24
3.8. Disponibilidade dos dados .....	24
3.9. Divulgação das informações detalhadas sobre os ativos.....	25
3.10. Verificação da base de ativos.....	25
3.11. Avaliação dos custos médios dos investimentos .....	25
3.12. Banco de dados de investimentos .....	26
3.13. Reconhecimento da instalação interna .....	27
3.14. Custo unitário da rede interna .....	27
3.15. Dimensionamento do OPEX .....	29
3.16. OPEX das “demais áreas” .....	29
3.17. Perdas.....	30
3.18. Reposicionamento Tarifário Ordinário (RTO) .....	30
3.19. TSC.....	31
3.20. Fator X .....	32
<b>4. Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais (FIEMG).....</b>	<b>32</b>
4.1. Demanda industrial projetada .....	32
4.2. Cobertura de rede .....	34
4.3. Demanda GNV .....	34

4.4.	Instalação planta de liquefação de gás natural.....	35
4.5.	Composição da tarifa .....	36
<b>5.</b>	<b>Companhia de Gás de Minas Gerais (GASMIG) .....</b>	<b>38</b>
5.1.	<i>Outliers</i> de Tubulação .....	38
5.2.	Rede interna na BRR inicial .....	42
5.3.	JOA.....	42
5.4.	Ativos de Suporte Reconhecidos para os Investimentos em Andamento.....	45
5.5.	Capital de giro .....	47
5.6.	Ausência dos Ativos que Entraram em Operação em nov./17 e dez./17 na BRR Inicial 50	
5.7.	Ausência de Remuneração Sobre os Investimentos no Primeiro Ano do Fluxo..	50
5.8.	Desconsideração da Atualização dos Investimentos Enviados no Plano de Negócios 56	
5.9.	Uso do Custo Mínimo Histórico por Volume para o Custo de Demais Áreas .....	57
5.10.	Rede interna (projetada).....	58
5.11.	Projeto GNV.....	58
5.12.	Receitas irre recuperáveis .....	60
5.13.	Mercado industrial .....	61
5.14.	Mercado termoelétrico .....	63
5.15.	Mercado Comercial (PCNR).....	63
5.16.	Perdas.....	63
5.17.	Data Base da Moeda da Revisão Tarifária Periódica (RTP) .....	64
5.18.	Componente Financeiro Devido ao Atraso da RTO .....	64
5.19.	Segregação da Receita Requerida em Comercialização e Distribuição .....	65
<b>6.</b>	<b>Sindicato da Indústria de Reparação de Veículos do Estado de Minas Gerais (SINDIREPA) 65</b>	
6.1.	Demanda GNV.....	65
6.2.	Promoção no GNV.....	66
6.3.	Promoção no GNV.....	66
<b>7.</b>	<b>Resultados finais.....</b>	<b>67</b>
7.1.	Mercado .....	67
7.2.	Base de Remuneração Regulatória Inicial (BRR inicial).....	72
7.3.	Custos Operacionais.....	74
7.4.	Investimentos.....	77
7.5.	Evolução da BRR líquida .....	79
7.6.	Receita requerida e margem média.....	80
<b>8.</b>	<b>Referências.....</b>	<b>82</b>

## **Tabelas**

Tabela 1: OPEX proposto pela GASMIG .....	9
Tabela 2: Resumo determinação indicador OPEX.....	30
Tabela 3: comparativo volume industrial.....	32
Tabela 4: Comparativa evolução demanda industrial período 2013-2017 e 2018-2022.....	33
Tabela 5: Detalhamento antigo do ativo 3541-0 .....	38
Tabela 6: Detalhamento novo do ativo 3541-0.....	39
Tabela 7: Cálculo do montante unitário do ativo 3541-0 .....	39
Tabela 8: Patamar máximo análise das tubulações .....	39
Tabela 9: Custos unitários dos ativos 5124, 5126 e 4004 .....	40
Tabela 10: Comparativo dos custos unitários dos ativos com o patamar superior reconhecido .....	40
Tabela 11: Comparativo custo unitário ativo 12495-0 e 12496-0.....	41
Tabela 12: Comparativa custo unitário dos ativos 19280-0, 19435-0 e 19605-0 .....	42
Tabela 13: Evolução da demanda associada a projeto (exemplo).....	44
Tabela 14: Ativos com data de início de serviço anterior ao ano 2012 .....	46
Tabela 15: IEA reconhecidos e incorporados na BRR.....	47
Tabela 16: Avaliação econômica financeira dos resultados especificados na Nota Técnica SEDECTES nº01/2018.....	51
Tabela 17: Metodologia SEDE (Receita Requerida) .....	53
Tabela 18: Determinação do PO empregando a metodologia ARSESP .....	56
Tabela 19: Projeção do consumo do mercado automotivo (GNV) .....	67
Tabela 20: Projeção do consumo do mercado GNC.....	68
Tabela 21: Projeção do consumo mercado termoeletrico.....	68
Tabela 22: Projeção do consumo mercado PCNR .....	69
Tabela 23: Projeção do volume para o período 2018-2022.....	70
Tabela 24: Incorporação de novos ativos na BRR inicial .....	72
Tabela 25: Ajuste do montante reconhecido do ativo 3541-0 .....	72
Tabela 26: Comparativa BRR inicial.....	73
Tabela 27: BRR inicial líquida ajustada a partir das contribuições.....	74
Tabela 28: Projeção dos custos “demais áreas” produto da mudança do critério de aplicação do IGP-M .....	74
Tabela 29: Projeção custos “demais áreas” produto da mudança do ajuste volume .....	75
Tabela 30: Investimentos em andamento (IEA) aprovados .....	77

Tabela 31: Investimentos projetados.....	78
Tabela 32: Comparativa investimentos projetados (2018-2022) .....	78
Tabela 33: Evolução da BRR líquida .....	79
Tabela 34: Receita requerida .....	80
Tabela 35: Determinação da margem média.....	81

## Figuras

Figura 1: OPEX proposto pela GASMIG .....	9
Figura 2: Cláusula décima terceira - Fonte: contrato de concessão .....	11
Figura 3: Obrigação da concessionária – Fonte: Contrato de concessão .....	11
Figura 4: Conversão e adequação de rede interna - Fonte: Nota Técnica Final N° GBD/06/2009 .....	12
Figura 5: Conversão e adequação de rede interna - Nota Técnica Final N° GNSPS/06/2010.....	12
Figura 6: Reconhecimento das instalações internas como OPEX – Fonte: Voto Conselheiro Luigi Eduardo Troisi – Processo nºE-12/020.522/2012.....	13
Figura 7: Recopilação de consumos unitários residenciais de diferentes distribuidoras - Fonte: Nota Técnica SEDECTES nº1/2018.....	15
Figura 8: Período de comissionamento e testes para usinas termelétricas .....	16
Figura 9: Objetivo do estudo técnico - Fonte: Estudo Projeção de geração do parque termoelétrico do Rio de Janeiro para o horizonte de 5 anos.....	17
Figura 10: Critério empregado para o despacho das usinas termelétricas .....	18
Figura 11: Outliers mercado comercial .....	20
Figura 12: Consumo unitário comercial .....	20
Figura 13: Avaliação variação histórica Volume GNV e PIB .....	21
Figura 14: Correlação PIB - Demanda GNV .....	22
Figura 15: Correlação PIB – Demanda GNC.....	23
Figura 16: Variação do volume pela incorporação do ano 2017 .....	24
Figura 17: Investimentos históricos de rede interna .....	28
Figura 18: Frequência dos custos de investimentos de rede interna históricos.....	28
Figura 19: Comparativa volume industrial .....	33
Figura 20: Comparação da evolução da demanda industrial período 2013-2017 e 2018-2022.....	34
Figura 21: Evolução Volume e Usuários GNV.....	35
Figura 22: Comparativo dos custos unitários dos ativos 11830-0, 12086-0, 12105-0 e 12154-0.....	41
Figura 23: Padronização dos investimentos na ANEEL - Fonte: Submódulo 2.3 BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA .....	43
Figura 24: Cronograma de avanço do projeto 1 .....	44
Figura 25: Cronograma de avanço do projeto 14 .....	44
Figura 26: Comparativa Estudos/Projetos (IEA) e investimentos projetados.....	45
Figura 27: Impacto das necessidades de capital de giro proposto pela concessionária – Fonte: Nota Técnica SEDECTES nº01/2018.....	49
Figura 28: Comportamento do fluxo de caixa – fonte: Contribuição GASMIG .....	49
Figura 29: Metodologia ARSESP .....	56

Figura 30: Curva de envelhecimento da fatura da GASMIG – fonte: Arquivo: Anexo 05 - Relatório Inadimplência - Data base 31.12.2017.....	61
Figura 31: Projeção do consumo do mercado automotivo.....	67
Figura 32: Projeção do consumo do mercado GNC .....	68
Figura 33: Projeção dos custos “demais áreas” produto da mudança do critério de aplicação do IGP-M. ....	75
Figura 34: Projeção dos custos “demais áreas” com ajuste de volume.....	76
Figura 35: Projeção dos custos operacionais totais .....	76
Figura 36: Projeção dos custos por m <sup>3</sup> .....	77
Figura 37: Investimentos projetados .....	78
Figura 38: Receita requerida. ....	80

## 1. Introdução

No marco do processo estabelecido pela Resolução nº 09, de 20/7/2016, para a definição do cronograma a ser utilizado no processo de Revisão Tarifária Periódica da Concessionária do Serviço de Distribuição de Gás Canalizado de Minas Gerais, são apresentadas a seguir as respostas da Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico (SEDE) às contribuições recebidas durante a Consulta Pública do serviço de distribuição de Gás Canalizado, correspondente à Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018.

Foram recebidas contribuições das seguintes instituições: Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE), Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais (FIEMG), Companhia de Gás de Minas Gerais (GASMIG) e Sindicato da Indústria de Reparação de Veículos do Estado de Minas Gerais (SINDIREPA).

A SEDE agradece todas as contribuições recebidas.

As respostas estão organizadas em um único documento. Cada capítulo identifica as contribuições de um participante segmentadas por tema regulatório e contribuição.

Um resumo com todas as mudanças que impactam os cálculos da receita requerida está demonstrado no Item 7 – Resultados Finais.

## 2. Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS)

### 2.1. Captura da eficiência

#### Contribuição 1

*“Ocorre que na aplicação metodológica, a SEDECTES buscou captar já na Primeira Revisão Tarifária todo o ganho de custos que na verdade deveria ser obtido ao longo do período da Concessão.*

*Por exemplo, na Figura 25, página 70, do Relatório de Receita Requerida, é analisada a evolução dos Custos operacionais no período 2018-2022. A redução do OPEX estabelecida pela SEDECTES chega a 18,6% (em 2021) e 20,5% (em 2022) comparativamente aos custos projetados pela GASMIG. Trata-se evidentemente de uma redução altamente impactante, sendo que não são apresentadas justificativas para a citada glosa nos custos operacionais. Entendemos que a SEDECTES deve ter utilizado parâmetros de benchmarking e, nesse sentido, sugerimos que a redução proposta seja distribuída ao longo dos anos de Concessão”*

#### Resposta

Como é estabelecido na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017, as tarifas devem remunerar custos eficientes de prestação do serviço:

*“receita requerida (RR) é o volume mínimo de recursos que permite à concessionária de gás natural canalizado, para cada ano do ciclo tarifário, cobrir os custos eficientes de administração, operação, manutenção e comercialização do serviço regulado (distribuição de gás natural canalizado), bem como cumprir com os serviços da dívida e obter um retorno razoável sobre o capital investido.”*

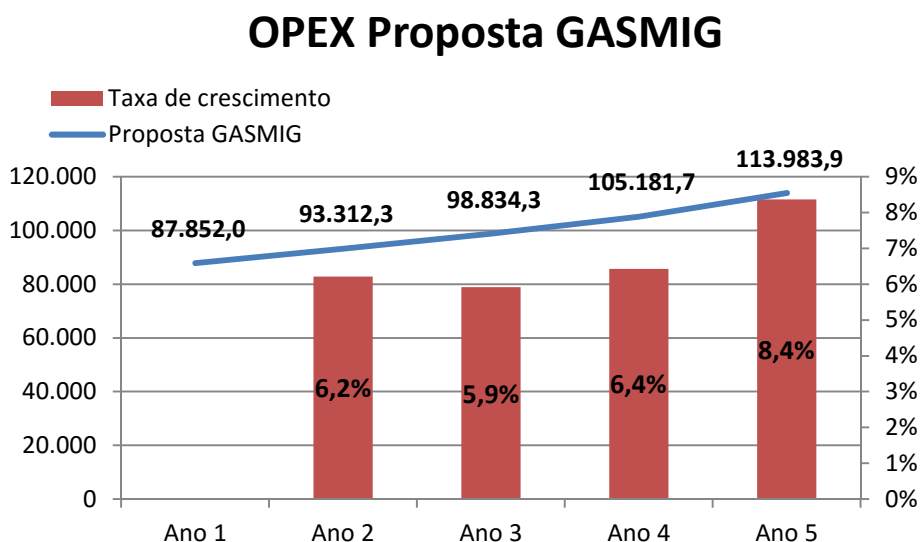


A proposta original da GASMIG apresenta taxas de crescimento do OPEX superiores a 6% em todos os anos, gerando uma variação de 30%, comparando os anos 1 a 5 do período em análise.

**Tabela 1: OPEX proposto pela GASMIG**

OPEX		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Proposta GASMIG	[000 R\$]	87.852,0	93.312,3	98.834,3	105.181,7	113.983,9
Taxa de crescimento	[%]		6,2%	5,9%	6,4%	8,4%

**Figura 1: OPEX proposto pela GASMIG**



Para definir os custos eficientes, a SEDE avaliou a informação fornecida pela concessionária no plano de negócios e esclarecimentos posteriores, e ajustou os valores propostos pela GASMIG, considerando parâmetros históricos e os montantes dos contratos atuais da própria concessionária.

Como é indicado na Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018, na projeção não é considerado o programa de conversão para GNV (incluído na proposta da GASMIG) e foram ajustados os custos do item das “Demais Áreas”, empregando um valor unitário mínimo histórico.

No caso dos custos associados aos mercados residencial e comercial (PCNR), a SEDE auditou os contratos vigentes de prestação de serviços terceirizados (leitura, captação de novos usuários, etc.) e as contas específicas da concessionária para identificar os custos exclusivos desses mercados e obter valores de referência e mecanismos de ajuste para projetar o custo total associado a esses novos mercados.

No item 7.4 da Nota Técnica SEDECTES nº 01 de 2018 é detalhada a metodologia empregada na projeção dos custos operacionais e os resultados obtidos.

A SEDE considera que a metodologia empregada na projeção de custos operacionais é razoável e os montantes projetados são adequados e conformes ao estabelecido na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 e em seu ANEXO IV - Metodologia de determinação dos Custos Operacionais Eficientes.

## 2.2. Inclusão na rede interna na BRR inicial

### Contribuição 2

*“A experiência das distribuidoras de gás canalizado é de que sem a participação da concessionária nos custos da rede interna, a expansão no setor residencial não se verifica. No entanto, a SEDECTES, no item 7.1.6 do Relatório de Receita Requerida, objeto da Consulta Pública da SEDECTES 1º RTP GASMIG, propõe a exclusão do valor dos investimentos da concessionária na rede interna para o cálculo da Base Remuneração Regulatória (BRR).*

*Entendemos que a solução apresentada pela SEDECTES de incorporação dos custos da rede interna como OPEX atende apenas parcialmente o pleito da GASMIG”*

### Resposta

Efetivamente, a SEDE está ciente da relevância da participação da concessionária nos custos da rede interna para viabilizar o desenvolvimento do mercado residencial e contribuir para a universalização do serviço e, portanto, propor sua inclusão na receita requerida para as instalações que sejam desenvolvidas no período 2018-2022, conforme estabelecido no plano de negócios apresentado pela concessionária.

Para os investimentos projetados, a GASMIG apresentou no plano de negócios a previsão de custos e os impactos, possibilitando sua avaliação e determinação de incorporação na receita requerida. No entanto, não aconteceu o mesmo com os projetos de rede interna desenvolvidos pela GAMSIG antes da presente revisão tarifária.

Como é especificado na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 – Anexo I, a SEDE avaliou os ativos da concessionária para definir a Base de Remuneração Regulatória Inicial (BRR inicial) segundo os seguintes critérios:

*“Os ativos da concessionária de gás natural deverão ser avaliados e selecionados em elegíveis e não elegíveis segundo os seguintes critérios:*

*Serão considerados como ativos elegíveis para o cálculo da Base de Remuneração Regulatória da Concessionária:*

- *Os ativos essenciais e necessários para a prestação do serviço regulado, ou seja, relacionados com a atividade de distribuição de gás canalizado.*

*Serão considerados como ativos inelegíveis para o cálculo da Base de Remuneração Regulatória da Concessionária:*

- *Os ativos vinculados a doações e obrigações especiais:*
  - *Recursos recebidos de Municípios, do Estado e da União;*
  - *Doações; e*
  - *Investimentos feitos com a participação financeira do usuário.*
- *Os ativos totalmente depreciados.*
- *Os ativos que, embora relacionados com as atividades de distribuição de gás natural, não estejam operacionais (por ruptura, desafetação, etc.).*
- *Os ativos não vinculados diretamente com o serviço regulado, ou seja, não relacionados com a atividade de distribuição de gás canalizado. “*

Como é indicado no Contrato de Concessão, a instalação interna é responsabilidade exclusiva do usuário.

**Figura 2: Cláusula décima terceira - Fonte: contrato de concessão**

**CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA - INSTALAÇÕES INTERNAS**

13. A instalação interna começa imediatamente após a válvula de bloqueio a jusante do medidor e é da responsabilidade exclusiva do usuário, que deverá promovê-la e conservá-la segundo normas e regulamentos pertinentes.
- 13.1 - Quaisquer prejuízos causados por defeito das instalações internas, inclusive o custo dos vazamentos, serão da responsabilidade do usuário.

A cláusula décima terceira também estabelece que a concessionária é responsável pelos ativos necessários para a prestação do serviço da estação de transferência até a válvula de bloqueio.

Do mesmo modo, a cláusula Quinta – Obrigações da Concessionária, estabelece a responsabilidade da concessionária de operar e manter os bens vinculados à prestação do serviço:

**Figura 3: Obrigação da concessionária – Fonte: Contrato de concessão**

- 5.8 - zelar pela integridade dos bens vinculados a prestação dos serviços, bem como segurá-los adequadamente;

Considerando que a concessionária não tem responsabilidade pela instalação interna, é justo propor a exclusão da rede interna da BRR inicial.

É importante indicar que existem antecedentes de agências reguladoras que não reconheceram os custos de conversão e adequação de redes internas como componentes da margem regulada (tarifa do serviço de distribuição de gás natural).

Na Nota Técnica Final N° GBD/06/2009, correspondente à revisão tarifária da concessionária Gás Brasileiro (Terceiro ciclo), a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP) não considerou as despesas com conversão e assistência técnica para adequação de redes internas e equipamentos de usuários para o cálculo do PO.

**Figura 4: Conversão e adequação de rede interna - Fonte: Nota Técnica Final Nº GBD/06/2009**

**5.1.2.1 CONVERSÃO E ADEQUAÇÃO REDE INTERNA DE CLIENTES**

As despesas com conversão e assistência técnica para adequação redes interna e equipamentos de usuários não foram consideradas nos OPEX utilizados no cálculo do P0. A ARSESP entende que essas despesas estão diretamente relacionadas à estratégia de expansão da distribuidora de gás, não sendo, portanto atribuíveis a tarifa regulatória paga pelos consumidores.

Dessa maneira, foram glosadas as despesas listadas na tabela a seguir, basicamente associada ao contrato de serviço terceirizado de Comercialização, Assistência Técnica e Rede Interna.

**Tabela 58 – Despesas Não Reconhecidas com Conversão e Adequação Rede Interna de Clientes**

Conversão e Adequação Rede Interna de Clientes	Custo Total (Com Encargos) [R\$/ano] - JUN/2009					
	2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	TOTAL
Comercialização, Assistência Técnica e Rede Interna	(731.080)	(867.540)	(888.090)	(903.760)	(926.320)	(4.316.790)
<b>TOTAL</b>	<b>(731.080)</b>	<b>(867.540)</b>	<b>(888.090)</b>	<b>(903.760)</b>	<b>(926.320)</b>	<b>(4.316.790)</b>

Como é possível verificar na Nota Técnica, a GBD sugere que os valores relacionados a conversão e adequação das redes internas sejam considerados como despesas e não como investimentos, diferente do que foi proposto pela GASMIG.

O mesmo critério foi adotado pela ARSESP para a concessionária SPS, como apresentado a seguir:

**Figura 5: Conversão e adequação de rede interna - Nota Técnica Final Nº GNSPS/06/2010**

**5.2.2.1 CONVERSÃO E ADEQUAÇÃO DAS REDES INTERNAS DE CLIENTES**

As despesas com conversão e assistência técnica para adequação das redes internas e equipamentos de usuários não serão incluídas por não fazerem parte do cálculo da margem máxima.

As despesas listadas na tabela a seguir, associadas a outras despesas e contratos de Comercialização, Assistência Técnica e Rede Interna, foram deduzidas do OPEX.

**Tabela 42 – Despesas Não Reconhecidas com Conversão e Adequação Rede Interna de Clientes**

RESUMO DO AJUSTE		Custo Total (Com Encargos) [R\$/ano] - NOV/2009					
		2009/2010	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	TOTAL
Conversão e Adequação de Equip e Redes Internas	R\$	(2.833.087)	(4.577.231)	(4.577.231)	(4.577.231)	(4.577.231)	(21.142.009)

Outro antecedente em linha com a proposta da SEDE aconteceu na Terceira Revisão Quinquenal de Tarifas Limites da concessionária CEG. Nesse processo foi mantida uma discussão similar entre a concessionária e a agência reguladora. A concessionária CEG apresentou os custos associados à adequação e conversão da rede interna dos usuários na Base de Ativos, mas a Agência Reguladora de Energia e Saneamento do Estado do Rio de Janeiro (AGENERSA) transferiu os montantes dos investimentos para o OPEX.

**Figura 6: Reconhecimento das instalações internas como OPEX – Fonte: Voto Conselheiro Luigi Eduardo Troisi – Processo nºE-12/020.522/2012**

Processo nº :	E-12/020.522/2012
Data de autuação:	31/08/2012
Concessionária:	CEG
Assunto:	3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite.
Sessão Regulatória:	29 de outubro de 2013
VOTO	

*Conforme considerado na II Revisão Quinquenal, estes gastos, considerados como Gastos Diferidos, são saídas reais de caixa e, portanto, devem ser considerados no cálculo do FCLE. A proposta da Delegatária é a manutenção da utilização desses gastos na composição da Base de Remuneração dos Ativos (vide item 9.1d). Entretanto, as implicações das modificações introduzidas na legislação contábil brasileira, conforme descrito no item 17, acima, tornam prudente transferir os montantes dos investimentos aqui previstos para a OPEX. Resta, apenas, a*

*Conforme considerado na II Revisão Quinquenal, estes gastos, considerados como Gastos Diferidos, são saídas reais de caixa e, portanto, devem ser considerados no cálculo do FCLE. A proposta da Delegatária é a manutenção da utilização desses gastos na composição da Base de Remuneração dos Ativos (vide item 9.1d). Entretanto, as implicações das modificações introduzidas na legislação contábil brasileira, conforme descrito no item 17, acima, tornam prudente transferir os montantes dos investimentos aqui previstos para a OPEX. Resta, apenas, a*

Portanto, a consideração dos custos de adequação da rede interna como OPEX possui antecedentes no setor no Brasil.

Nesse sentido, decidiu-se pela manutenção do custeio da rede interna como OPEX, o que reconhece a importância desse estímulo para a expansão do mercado e respeita as regras estabelecidas no contrato de concessão.

### **2.3. Parcelado do custo de instalação interna.**

#### **Contribuição 3**

*“Sendo que a metodologia proposta, no item 7.4.2 do citado relatório, é de distribuir os valores de custos da rede interna no ciclo tarifário atual e no subsequente, ou seja, até o ano de 2027. Esta proposta não*

*encontra justificativa metodológica uma vez que se tratam de valores incorridos efetivamente no ciclo 2018/2022.*

*De acordo com a SEDECTES a motivação da distribuição dos custos da rede interna em dois ciclos tarifários seria para reduzir o impacto nas tarifas. Essa solução se aplicada resultaria que no ciclo 2023/2027 teríamos a superposição dos custos relacionados aos novos investimentos no citado período. Ou seja, a solução proposta posterga simplesmente o impacto tarifário. Observa-se que o ressarcimento desses custos, por outro lado, é fundamental para o sucesso da forte expansão projetada pela GASMIG.”*

#### **Resposta**

A partir do crescimento no mercado residencial proposto pela concessionária no plano de negócios e o impacto do desenvolvimento da rede interna (e conversões de equipamento) na competitividade do gás natural, a SEDE adotou a implementação de um mecanismo de promoção baseado na incorporação na receita requerida do serviço de distribuição de gás natural, o custo de desenvolvimento da rede interna e conversões necessárias para a ligação de usuário residencial e comercial pequeno.

Conforme indicado na resposta da contribuição 2, 2.2. *Inclusão na rede interna na BRR inicial*, a rede interna não é reconhecida como ativo da concessionária, mas o custo é reconhecido como um custo de promoção ou marketing da concessionária destinado à expansão e universalização do serviço.

Esta prática está em linha com a metodologia adotada pela Agência Reguladora do Estado de Rio de Janeiro (Ver Contribuição 2).

O fato de parcelar o custo tem como objetivo reduzir o impacto na tarifa. Como o custo é incorporado à receita requerida de distribuição, tem impacto na tarifa, afetando a competitividade do serviço. Por esse motivo e para incentivar o desenvolvimento do setor residencial, reduzindo o impacto na tarifa, o custo é parcelado.

Vale ressaltar que não há óbice à adoção dessa metodologia, e a opção por adotá-la não determina que ela seja mantida no próximo ciclo tarifário. Com a expansão da base de clientes, a manutenção do custeio de redes internas como OPEX pode ser revisto, podendo ser considerado parcialmente ou mesmo removido dos custos operacionais.

Como é indicado na Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018, o custo de promoção do desenvolvimento da rede interna é parcelado ao longo do período 2018-2022, principalmente por dois motivos: a quantidade de usuários que irão a receber este benefício e o custo elevado.

*“Considerando o porte do custeio de redes internas no período, a SEDECTES decidiu que os custos com rede interna devem ser diferidos ao longo de cinco anos para suavizar o impacto na tarifa”.*

O diferimento dos custos com rede interna correrá com pagamento de juros fixados na taxa SELIC de 1º de julho de 2019, equivalente a 6,5% ao ano.

## **2.4. Consumo unitário residencial**

### **Contribuição 4**

*“Apresentamos uma nova sugestão para a questão da projeção do consumo unitário no segmento residencial. Segundo a SEDECTES, a média proposta para o próximo ciclo tarifário é de 10,26 m³ mês/usuário. Na análise realizada, a SEDECTES considera a média de consumo residencial de sete distribuidoras nacionais. Ocorre que na amostra de distribuidoras apresentada estão incluídas a CEG e Comgás, onde a média de consumo de gás nesse segmento depende fortemente da instalação de aquecedores de água.*



*Assim, a média proposta pela SEDECTES é considerada elevada e inclusive superior à atualmente verificada pela GASMIG de 9,9 m<sup>3</sup> mês/usuário. Sugerimos, dentro da metodologia da SEDECTES, excluir da amostra as informações referentes às concessionárias CEG e Comgás para obtenção de um resultado estatisticamente mais coerente.”*

#### Resposta

A SEDE entende que amostra empregada na definição do consumo unitário é representativa já que contém concessionárias de distribuição de gás natural de diferentes tamanhos e nível de desenvolvimento.

Como é indicado na Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018, a amostra empregada é a seguinte:

**Figura 7: Recopilação de consumos unitários residenciais de diferentes distribuidoras - Fonte: Nota Técnica SEDECTES nº1/2018**

Consumo unitario residencial		
Concessionária	Estado	[m3 mes/Usuario]
BR Distrib	ES	7,20
CEG	RJ	10,88
CEG Rio	RJ	6,41
COMGAS	SP	16,13
GBD	SP	8,31
GNSPS	SP	12,69
SCGás	SC	10,17
		10,26

A amostra apresenta sete concessionárias: BR Distribuidora, CEG, CEG Rio, COMGAS e GBD, GNSPS e SCGás.

Como é possível verificar na *Figura 7: Recopilação de consumos unitários residenciais de diferentes distribuidoras - Fonte: Nota Técnica SEDECTES nº1/2018*, a CEG apresenta um consumo unitário residencial inferior GNSPS e próximo a SCGás.

Também a amostra contém distribuidoras com valores baixos como CEG Rio e BR Distribuidora, com consumos unitários de 6,41 e 7,20 m<sup>3</sup> /mês, respectivamente. Considerando-se o desvio padrão da amostra, de 3,38m<sup>3</sup> mês/ usuário, não há valores que possam ser considerados *outliers* (acima ou abaixo de 2 desvios padrão).

Como é indicado na Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018, a GASMIG prevê incorporar 100.098 novos usuários residenciais, uma quantidade bem superior a 14.935 usuários residenciais (individuais) existentes no ano 2016. Portanto, o consumo histórico pode não ser uma boa referência para a projeção do volume no período 2018-2022.

Nesse sentido, decidiu-se pela manutenção do critério proposto na Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018.

## 2.5. Projeção da demanda térmica para o ano 2018

#### Contribuição 5

*“uma sugestão da ABEGÁS é de que seja substituída a projeção da SEDECTES para o ano de 2018, pelo valor efetivamente realizado de 151,12 milhões m<sup>3</sup>/ano.”*

#### Resposta

Como é indicado na Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018, o volume do mercado térmico teve muita volatilidade.

*“O mercado térmico teve um comportamento díspar com significativas mudanças no período de 2005 a 2016. Nos anos 2013, 2014 e 2015 o segmento termoeletrico consumiu mais de 400.000 milhares de m<sup>3</sup> por ano, mas nos anos 2007, 2009 e 2011 o consumo não atingiu 100.000 milhares de m<sup>3</sup> por ano.”*

A geração térmica é sensível a muitos fatores (chuva, infraestrutura, novas tecnologias, etc.) o que dificulta sua projeção. Por este motivo, a SEDE considera que a série histórica do volume no período 2005-2016 representa uma boa fonte de informação para projetar o consumo futuro, como foi desenvolvido na Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018.

A SEDE julga que a metodologia empregada foi adequada e que o cálculo foi desenvolvido com a melhor informação disponível e, portanto, não considera adequado ajustar o montante do ano 2018 ao volume efetivamente realizado nesse ano.

## 2.6. Projeção da demanda térmica período 2018-2022

### Contribuição 6

*“Utilizando o mesmo critério da média do consumo anual das termoeletricas adotado pela SEDECTES, sugerimos a extensão do período da análise do consumo para o ano de 2002, ao invés de 2005, obtendo-se uma série ainda mais representativa. Nesse cenário, a média do consumo anual histórica seria de 230 milhões m<sup>3</sup>/ano”*

### Resposta

A SEDE aceita parcialmente a contribuição. Em consulta aos contratos de compra e venda de gás natural firmados entre GASMIG e Petrobras para atendimento das UTE Ibitaré e UTE Juiz de Fora, verificou-se que os períodos de comissionamento e teste poderiam se estender até 31 de dezembro de 2003, não sendo especificado pela concessionária o histórico de fornecimento para comissionamento e teste.

Nesse sentido, o período de análise considerado adequado para estimar o volume de demanda para o próximo ciclo tarifário deve se iniciar em 2004, mas não serão considerados os anos de 2002 e 2003, pois não foram período de operação comercial das usinas.

Figura 8: Período de comissionamento e testes para usinas termelétricas

### 3.2 - Termos e Prazo do Período

- 3.2.1 - A data do INÍCIO DE FORNECIMENTO PARA COMISSIONAMENTO E TESTES para a primeira ETAPA DE FORNECIMENTO não poderá ser anterior a 30 de novembro de 2001; a data de INÍCIO DE FORNECIMENTO PARA COMISSIONAMENTO E TESTES para a segunda ETAPA DE FORNECIMENTO não poderá ser anterior à data de conclusão das obras de ampliação do sistema de transporte bem como de outras instalações necessárias ao fornecimento de GÁS à GASMIG, a ser informada pela PETROBRAS mediante NOTIFICAÇÃO; os termos finais do PERÍODO DE COMISSIONAMENTO E TESTES de cada ETAPA DE FORNECIMENTO, não poderão ser posteriores ao dia 31 de dezembro de 2003.



A Contribuição 13 trata ainda da inclusão dos dados de consumo termelétrico do ano de 2017, que também passam a ser incorporados ao período de referência para a estimativa de consumo do ciclo tarifário 2018-2022. Assim, o período de análise passa a ser de 2004 a 2017. A média de consumo está demonstrada no item “3.7 – Projeção do Consumo Termelétrico”, nesta Nota Técnica.

Nos requerimentos relacionados com o consumo térmico projetado, a ABEGAS faz referência a estudo técnico apresentado por ocasião das Revisões Tarifárias das concessionárias do estado do Rio de Janeiro, CEG e CEG-Rio, em 2018.

O ponto 1.1. *Objetivo*, desse documento, indica que a análise está limitada ao parque termoelétrico do Estado de Rio de Janeiro (área de concessão das distribuidoras CEG e CEG Rio).

**Figura 9: Objetivo do estudo técnico - Fonte: Estudo Projeção de geração do parque termoelétrico do Rio de Janeiro para o horizonte de 5 anos**

**PROJEÇÃO DE GERAÇÃO DO PARQUE TERMELÉTRICO DO RIO DE JANEIRO PARA O HORIZONTE DE 5 ANOS**

## **1 INTRODUÇÃO**

### **1.1 Objetivo**

Este documento tem como objetivo atualizar os resultados de despacho do parque gerador do Rio de Janeiro realizado para CEG e CEG RIO em agosto de 2017. A mesma metodologia proposta anteriormente será aplicada na projeção de despacho das usinas termelétricas à gás do estado do Rio de Janeiro, a saber, UTE Santa Cruz, UTE Leonel Brizola (Termorio), UTE Norte Fluminense, UTE Mario Lago (Termomacae), UTE Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt) e UTE Baixada Fluminense, para a estimativa de consumo de gás natural do setor termelétrico que será utilizada no processo de revisão tarifária das distribuidoras de gás natural. O horizonte do processo de revisão tarifária é 2018-2022.

Como o mesmo estudo indica, o despacho termoelétrico é definido por três critérios diferentes (mérito de custo, segurança energética e restrição elétrica); portanto, os resultados obtidos para as usinas termoelétricas do Rio de Janeiro não podem ser diretamente extrapolados às usinas termoelétricas do Estado de Minas Gerais.

### Figura 10: Critério empregado para o despacho das usinas termoeletricas

Os despachos termoeletricos do sistema brasileiro se dividem em três principais grupos:

- Despacho por mérito de custo

Este despacho é proveniente dos modelos de otimização da operação hidrotérmica utilizados atualmente pelo ONS, que otimizam recursos energéticos considerando incertezas hidrológicas e definem a programação de geração.

- Despacho fora da ordem de mérito por segurança energética

Este despacho tem por finalidade proporcionar maior segurança energética, onde termoeletricas são despachadas sem indicação do modelo computacional, para recuperação dos níveis de armazenamento do sistema. Esse despacho tem que ser aprovado e indicado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

- Despacho por restrição elétrica

O despacho por restrição elétrica ocorre quando há alguma restrição operativa de natureza elétrica (por exemplo, restrições de capacidade nas linhas, restrições de tensão em subestações, etc.) que afeta o atendimento da demanda em um submercado ou a estabilidade do sistema. Este pode ser acionado devido à deterioração da rede elétrica local e ser suspenso quando reforços na rede de transmissão forem realizados.

Por fim, o estudo sinala que definir um despacho termoeletrico não é tarefa simples, pois o despacho termoeletrico é dependente do despacho hídrico, e que este, por sua vez, tem como principal variável aleatória as vazões afluentes às hidrelétricas.

Baseado na resposta a outras contribuições, a SEDE opta pela adoção do período 2004-2017 para estabelecer o consumo projetado para o ciclo tarifário 2018-2022.

## 3. Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres

### 3.1. Volume total

#### Contribuição 7

*“a ABRACE projeta um volume total para 2018-2022 de **7.208 bilhões m<sup>3</sup>**, o que representa um **aumento de 4,8%** em relação ao quinquênio anterior. Crescimento considerado realista para o mercado mineiro.”*

#### Resposta

A ABRACE não apresenta uma justificativa né memória do cálculo, o que impossibilita fazer uma avaliação e identificar as premissas adotadas nesse cálculo.

A SEDE projetou o volume avaliando cada segmento em forma individual segundo suas características específicas e, portanto, não considera adequado fazer um ajuste global do volume.

### 3.2. Volume unitário residencial

#### Contribuição 8

*“A ABRACE apoia a metodologia utilizada pela SEDECTES para determinação do volume do segmento residencial, em especial por utilizar benchmarking com outras distribuidoras de gás para determinar o consumo unitário de 10,26 m<sup>3</sup> mês/usuário.”*

#### Resposta

A SEDE considera apropriada a metodologia empregada.

### 3.3. Volume unitário PCNR

#### Contribuição 9

*“A ABRACE apoia a metodologia para quantificação dos pequenos clientes não residenciais, ao utilizar referência de outras distribuidoras para determinação do número de usuário desta classe em relação ao segmento residencial.”*

*Contudo, no item 6.1.2 para projeção de volume consumido, a Secretaria utilizou o consumo unitário de 2017, 337 m<sup>3</sup> mês/usuário. Na nota técnica, não é apresentada qualquer justificativa que demonstre a adoção apenas do ano de 2017. Ademais, dado que o segmento residencial foi utilizado benchmark para a determinação do consumo unitário, seria mais prudente a mesma prática para o segmento de PCNR, de maneira a contribuir com uma maior harmonização dos parâmetros.*

*Os dados de benchmark para o segmento comercial são expostos na Figura 03. Os dados são os volumes acumulados até outubro de 2018. A média de consumo unitário é de 588 m<sup>3</sup> mês/usuário. Pela discrepância, consideramos a Bahia um outlier, excluindo-a dos dados.”*

#### Resposta

O ponto 6.3 Mercado da Nota Técnica SEDECTES 04/2017 especifica:

*“A Concessionária apresentará no plano de negócios as projeções de mercado para cada ano do ciclo tarifário (volume, capacidade e quantidade de clientes) por segmento tarifário e por tipo de serviço, indicando ainda o consumo médio de cada classe.*

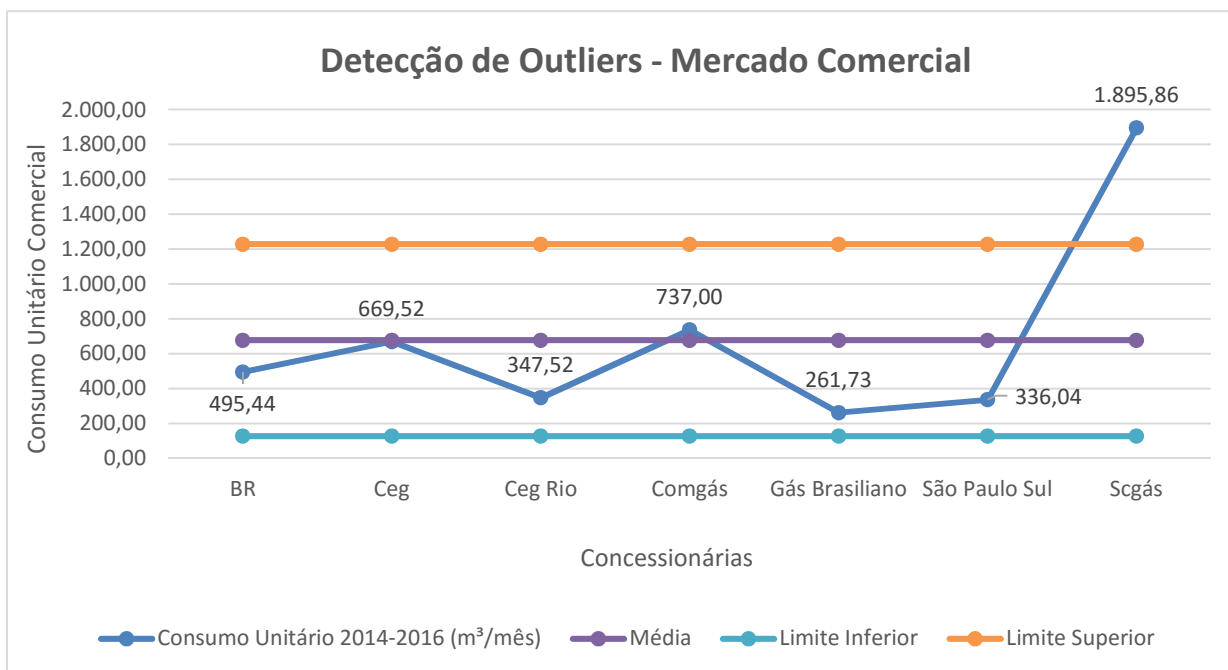
*A SEDECTES avaliará o mercado apresentado considerando a sua evolução histórica, as características do mercado potencial da área de concessão e as projeções macroeconômicas para o seguinte ciclo tarifário, utilizando modelos analíticos, modelos tendenciais e/ou modelos econométricos.”*

Como o mercado residencial em Minas Gerais é de desenvolvimento recente, o consumo unitário de referência empregado na projeção foi obtido de um benchmarking de consumo de unidades residenciais de empresas de distribuição de gás natural de outros Estados. O mercado PCNR é semelhante ao residencial, o que justifica a utilização da mesma metodologia.

Portanto, por meio de dados de consumo comercial fornecidos pela ABEGAS, foi possível estimar a média de consumo nos mesmos parâmetros anteriormente utilizados para o mercado residencial, ou seja, utilizando o período de tempo compreendido entre 2014 e 2016 e amostra contendo BR Distribuidora (ES), Ceg (RJ), Ceg-Rio (RJ), Comgás (SP), Gás Brasileiro (SP), São Paulo Sul (SP) e Scgás (SC).

Assim como feito para o cálculo da razoabilidade dos ativos (Nota Técnica nº 01/2018 – Item 7.1.1.3), a detecção de *outliers* empregou o método da diferença interquartilica que considera como

*outliers* aqueles valores superiores ao terceiro quartil mais 1,5 vezes a distância interquartílica (terceiro quartil menos primeiro quartil) ou inferiores ao primeiro quartil menos 1,5 vezes a distância interquartílica. Com base nesta metodologia, foi excluída da amostra a Scgás, conforme pode ser observado na figura abaixo:



**Figura 11: Outliers mercado comercial**

Com isso, a média do consumo mensal estimada com a amostra de concessionárias de distribuição de gás natural sem *outliers* foi de 474,54 [m³ mês/usuário]:

**Figura 12: Consumo unitário comercial**

Consumo unitário comercial		
Concessionária	Estado	(m³ mês/Usuário)
BR Distriib	ES	495,44
Ceg Rio	RJ	669,52
CEG Rio	RJ	347,52
COMGAS	SP	737,00
GBD	SP	261,73
GNSPS	SP	336,04
		<b>474,54</b>

### 3.4. Projeção do consumo mercado GNV

#### Contribuição 10

*“Contudo, ao excluir o programa “Acelera Minas com GNV”, a Secretaria propõe uma demanda constante para o ciclo de 2018-2022. Entendemos, entretanto, que a evolução deste segmento específico não deve estar atrelada a um incentivo para que ocorra o seu desenvolvimento. A própria dinâmica de mercado, com disparidades entre o preço praticado da gasolina e do GNV, já é um mecanismo suficiente*

para a expansão do GNV. A greve de caminhoneiros ocorrida em maio/2018 corrobora com este entendimento e alterou a dinâmica do setor.

Nota-se que o consumo automotivo sofreu expressivo crescimento em 2018. Segundo ABEGÁS, até outubro, o consumo acumulado é de 34.350 milhões m<sup>3</sup>. ABRACE projeta totalizar 2018, seguindo o mesmo ritmo de consumo em novembro e dezembro, a 41.975 milhões m<sup>3</sup>, valor 30% superior ao proposto pela SEDECTES (de 32.342 milhões m<sup>3</sup>).

Desta forma, a ABRACE propõe considerar o volume automotivo de 2018 em 41.975 milhões m<sup>3</sup>. Os anos e 2019, 2020, 2021 e 2022 foram projetados conforme expectativa do crescimento do PIB nacional, de acordo com o Banco Central.”

### Resposta

A SEDE considera apropriada uma parte da contribuição da ABRACE. A SEDE entende que o mercado de GNV tem uma dinâmica própria e é sensível a diversos fatores como a variação dos preços da gasolina, a atividade econômica e o parque automotivo. Além disso, a SEDE considera que o uso do PIB para ajustar a projeção da demanda do mercado GNV pode gerar uma boa estimativa.

Figura 13: Avaliação variação histórica Volume GNV e PIB

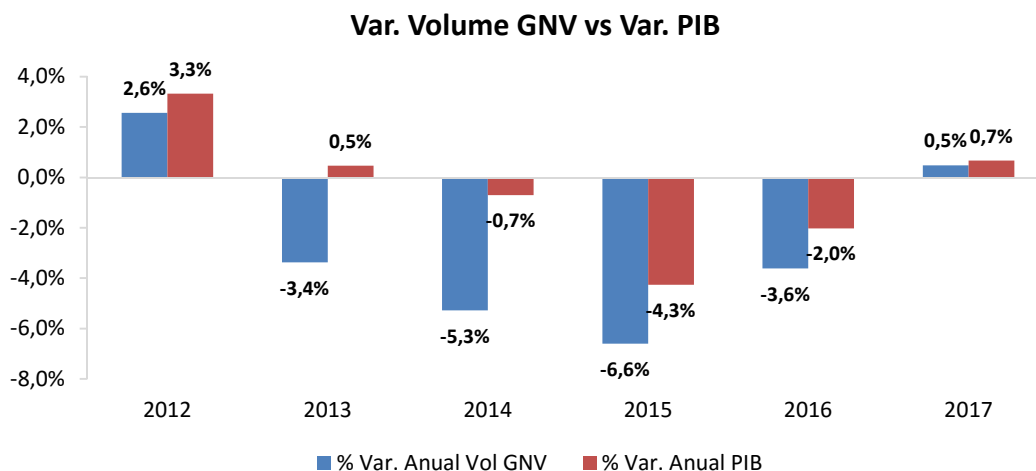
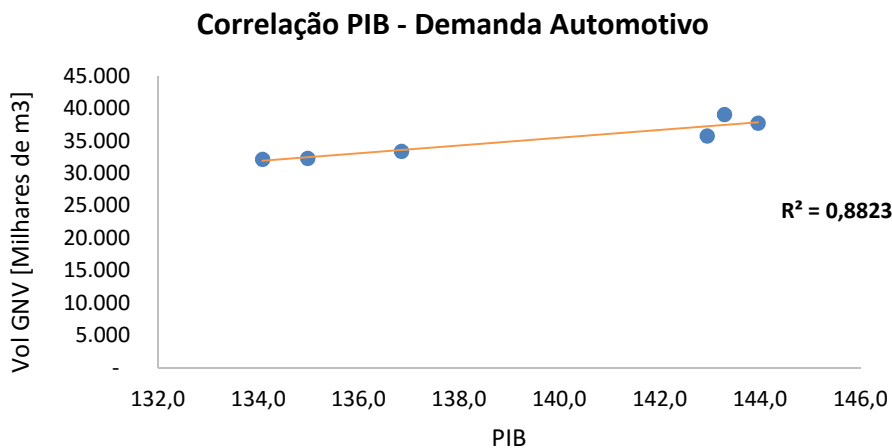


Figura 14: Correlação PIB - Demanda GNV



Como é possível verificar, existe uma relação entre a variação do PIB do Estado e a variação do volume do mercado GNV. Além de que o volume do GNV é sensível a outros fatores, a SEDE considerada adequada a contribuição da ABRACE e ajustará o volume projetado a partir das projeções do PIB.

Como é indicado na contribuição 5, 2.5 *Projeção da demanda térmica para o ano 2018*, a projeção da demanda do mercado GNV foi feita com a melhor informação disponível nesse momento, pelo que não se considera adequado empregar os dados realizados de 2018 para ajustar a previsão do consumo.

### 3.5. Projeção do consumo mercado GNC

#### Contribuição 11

*“A ABRACE aplicou a mesma metodologia proposta para o segmento automotivo no segmento de GNC. Ou seja, projetou-se o consumo 2018 com base nos valores realizados até outubro. Para os demais anos, atrelou-se o crescimento ao PIB nacional.”*

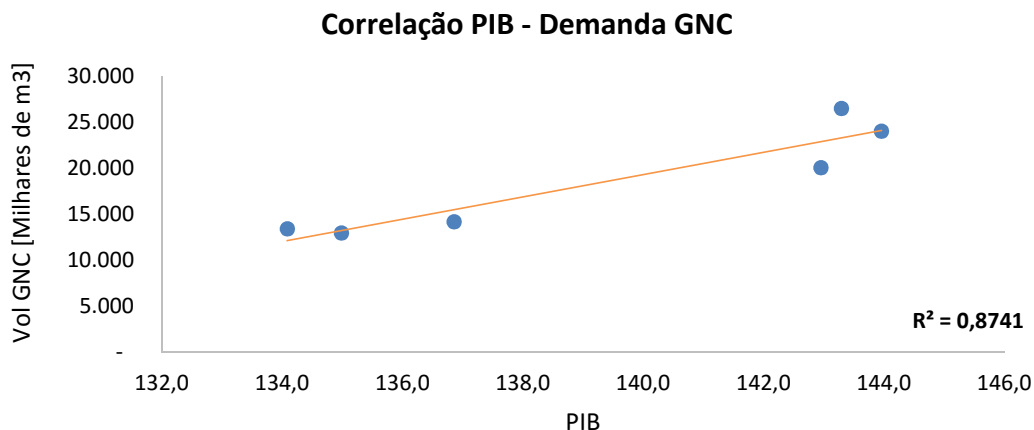
#### Resposta

A SEDE considera adequada uma parte da contribuição da ABRACE.

Como é indicado na contribuição 10, 3.4 *Projeção do consumo mercado GNV*, a projeção da demanda dos diferentes mercados da concessionária foi feita com a melhor informação disponível e não se considera adequado empregar os dados realizados do ano 2018 para ajustar a previsão do consumo.

Além disso, a SEDE avaliou a relação entre o PIB do Estado e o volume GNC obtendo uma correlação razoável e, portanto, a SEDE ajustará o volume do segmento GNC com a projeção do PIB de Minas Gerais.

Figura 15: Correlação PIB – Demanda GNC



### 3.6. Projeção do consumo industrial

#### Contribuição 12

*“Para a projeção do volume do segmento industrial, a ABRACE corrobora com o entendimento da SEDECTES. Na nota técnica, a Secretaria informa que “historicamente, o consumo de gás no Estado seguiu de perto a evolução do PIB industrial”. Desta forma, sugerimos que esta premissa seja adotada não só para 2018, mas para todo o ciclo.”*

#### Resposta

A projeção do mercado industrial apresentada pela SEDE na Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018, foi elaborada a partir da informação fornecida pela concessionária no plano de negócios. A SEDE avaliou os dados fornecidos pela GASMIG e ajustou segundo os critérios detalhados nessa Nota Técnica:

*“A SEDECTES entende que é mais coerente que o consumo firme de 2018 tenha o mesmo crescimento que o PIB Industrial de Minas Gerais. Isso porque, historicamente, o consumo de gás canalizado no Estado seguiu de perto a evolução do PIB Industrial, relação que o regulador espera se manter em 2018.”*

*“A projeção da GASMIG para o consumo unitário incorporado a partir dos investimentos em expansão de 2022 também é consideravelmente inferior ao consumo do período de 2019 a 2021. Portanto, a proposta da SEDECTES ajusta o consumo unitário a partir da média da projeção da GASMIG de consumo unitário dos investimentos em expansão do período de 2019 a 2021”*

Na projeção do volume industrial, a SEDE considerou a previsão de crescimento do referido PIB e ajustou a demanda do mercado existente segundo as expectativas.

Dessa forma, a queda do consumo unitário é gerada pela incorporação de novos usuários industriais de menor consumo que os usuários existentes. No plano de negócios, a GASMIG incorporou 49 novos usuários (um crescimento de 50%) de menor volume, o que gera uma queda no consumo unitário estimado como a divisão entre o volume e a quantidade de usuários.

### 3.7. Projeção do consumo termoeletrico

#### Contribuição 13

*“sugerimos a inclusão do ano de 2017 na amostra. Desta forma, a incorporação de mais um dado na série histórica terá melhor probabilidade para prever os próximos cinco anos.”*

#### Resposta

A SEDE considera apropriada a contribuição da ABRACE. Não foram utilizados os dados do ano 2017 no processo de revisão já que não estavam disponíveis naquele momento e, portanto, se considera adequado incorporar o volume do ano 2017 na determinação do volume projetado.

Conforme tratado no item “2.6 – Projeção da demanda térmica período 2018-2022”, que acrescentou o ano de 2004 no período analisado para projeção de consumo termoeletrico, e a incorporação também do ano de 2017, a previsão de consumo, antes considerando o período 2005-2016 é substituída pelo período 2004-2017, com um volume médio anual de 248.191 [milhares de m<sup>3</sup>], o que representa um aumento de 0,26%.

**Figura 16: Variação do volume pela incorporação do ano 2017**

Período		[Milhares de M <sup>3</sup> ]
2005	2016	247.543
2004	2017	248.191

### 3.8. Disponibilidade dos dados

#### Contribuição 14

*“a necessidade de disponibilização à sociedade das planilhas contendo as informações da base de ativos, assim como os investimentos em andamento, para a efetiva avaliação dos números postos nos documentos que subsidiam este processo.”*

#### Resposta

A SEDE disponibilizou na consulta pública a memória de cálculo e arquivos complementares. Além disso, respondeu ao requerimento da ABRACE, disponibilizando no site web arquivos auxiliares, como a base de remuneração regulatória simplificada, a projeção de demanda de cada segmento, o fator X, as projeções de investimentos, o modelo tarifário simplificado e os custos operacionais.

O detalhamento de informações referentes à base de ativos e aos investimentos em andamento da concessionária foram considerados sigilosos, por serem estratégicos para o desenvolvimento da empresa e do serviço de distribuição de gás canalizado. Além disso, a SEDE considerou que as informações fornecidas são suficientes para os fins da consulta pública, uma vez que permitem entender as metodologias de cálculos da revisão tarifária.



### 3.9. Divulgação das informações detalhadas sobre os ativos

#### Contribuição 15

*“Após justificativas por parte das concessionárias, foram considerados 48 ativos como valores atípicos, tendo assim seus valores reclassificados para a média. No entanto, a SEDECTES não apresentou a lista detalhada dos ativos previamente identificados como outliers, nem quanto esses ativos representam na BBR, tampouco as justificativas apresentadas pela GASMIG e acatadas pela Secretaria. Sendo assim, solicitamos a disponibilização dessas informações para apreciação dos agentes do setor.”*

#### Resposta

A SEDE disponibilizou na consulta pública a memória de cálculo e arquivos complementares. Além disso, respondeu ao requerimento da ABRACE, disponibilizando no site web arquivos auxiliares, como a base de remuneração regulatória simplificada, a projeção de demanda de cada segmento, o fator X, as projeções de investimentos, o modelo tarifário simplificado e os custos operacionais.

O detalhamento de informações referentes à base de ativos e aos investimentos em andamento da concessionária foram considerados sigilosos, por serem estratégicos para o desenvolvimento da empresa e do serviço de distribuição de gás canalizado. Além disso, a SEDE considerou que as informações fornecidas são suficientes para os fins da consulta pública, uma vez que permitem entender as metodologias de cálculos da revisão tarifária.

### 3.10. Verificação da base de ativos

#### Contribuição 16

*“visto se tratar da primeira revisão tarifária da concessionária, entendemos necessário a avaliação in loco dos ativos elencados pela GASMIG para composição da sua base.*

*Procedimento análogo foi realizado pela ARSESP para determinação da base de ativos das concessionárias de São Paulo. Para realização deste procedimento, é necessário estabelecer metodologia específica, para consultoria auditar as informações. Tal resolução é necessária para verificação dos ativos diretamente empregados nos serviços de distribuição de gás natural, bem como sua depreciação e conciliação com os registros contábeis da concessionária”*

#### Resposta

A SEDE aplicou a metodologia estabelecida na Nota Técnica nº04/2017 e anexo I e analisou a possibilidade de fazer uma avaliação “in loco” e fiscalização dos ativos da concessionária, mas essa opção foi descartada neste processo de revisão tarifária.

A informação dos ativos fornecidos pela GASMIG possibilitou determinar o montante da Base de Remuneração Regulatória (BRR) inicial neste processo. Para verificar a razoabilidade dos valores fornecidos pela GASMIG, a SEDE realizou uma conciliação regulatória contábil, conforme estabelecido no anexo I da Nota Técnica nº 04/2017.

### 3.11. Avaliação dos custos médios dos investimentos

#### Contribuição 17

*“O custo unitário das tubulações previstos no CAPEX é 30% superior aos valores unitários da BRR.*

*A Secretaria considerou razoável este aumento, visto não ultrapassarem o limite superior e não serem considerados, desta forma, outliers. A ABRACE discorda da posição da SEDECTES e sugere a adoção dos custos médios unitários da BRR para aprovação do CAPEX.”*

#### **Resposta**

Na avaliação dos custos unitários de investimentos incluídos na BRR inicial somente foram ajustados os valores unitários que ficaram por cima do patamar máximo obtido com a aplicação da metodologia “Bloxplot”. O mesmo critério foi aplicado na definição dos investimentos projetados.

A SEDE calculou o custo unitário dos investimentos de rede e empregou os mesmos métodos obtidos na avaliação da BRR com a metodologia “Bloxplot” para identificar os *outliers*. A análise não identificou custos unitários acima do patamar máximo e, portanto, os valores dos investimentos foram reconhecidos.

Como é indicado na Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018, a SEDE avaliou o impacto dos projetos de investimento na tarifa média obtendo uma variação aceitável para todos os projetos.

*“A SEDECTES avaliou o impacto de cada projeto de investimento na margem média para avaliar os efeitos de seu reconhecimento ou exclusão na receita requerida.*

*Considerando um cenário sem nenhum projeto de investimento (exceto os Investimentos Em Andamento do ano de 2017) a tarifa média fica em **0,2840 R\$/m<sup>3</sup>**. Segundo essa análise, o impacto de todos os projetos na margem média é de **7,25%**, isto é, **a inclusão de todos os projetos de investimentos aumenta a tarifa média em 7,25%.**”*

Baseado em comentários anteriores, a SEDE não considera adequado aplicar outro critério na avaliação dos investimentos projetados.

### **3.12. Banco de dados de investimentos**

#### **Contribuição 18**

*“Deste modo, a ABRACE propõe a criação de um banco de dados que contemple os custos de referência, de maneira a possibilitar a razoabilidade dos investimentos pleiteados.”*

#### **Resposta**

Diferentemente do que acontece no setor de distribuição de energia elétrica, o setor de gás natural não tem uma base de dados homogeneizada com dados técnicos do setor, o que impossibilita a realização de estudos comparativos ou *benchmarking*.

Ademais, a SEDE está ciente da relevância de se ter uma base de dados com os investimentos desenvolvidos pela concessionária para fins de avaliação e, portanto, planeja criar no futuro um banco de dados de investimentos para que seja empregado nas próximas revisões tarifárias.

### **3.13. Reconhecimento da instalação interna**

#### **Contribuição 19**

*“a ABRACE concorda com a transferência do custo das Redes Internas do CAPEX para o OPEX, correspondente à ligação de 100.098 novos usuários residenciais, tendo em vista que esses custos não são compatíveis com a propriedade da concessionária e sim de terceiros. Como a SEDECTES considerou esses custos como “custos de promoção” ou “custos de marketing” é apropriado sua inserção na tarifa de comercialização, pois não faz sentido a inclusão na tarifa de distribuição (TUSD).”*

#### **Resposta**

Conforme estabelecido na Nota Técnica SEDECTES nº2, a tarifa do serviço de comercialização (TSC) remunera os custos relacionados com a atividade de compra e venda de gás natural:

*“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”*

A SEDE considera que os custos associados à rede interna não estão vinculados com a atividade de compra e venda de gás natural e, portanto, devem ser remunerados pela tarifa de uso do serviço de distribuição.

Já os custos de promoção ou marketing têm como objetivo incrementar a demanda ou o mercado da distribuidora.

### **3.14. Custo unitário da rede interna**

#### **Contribuição 20**

*“Outro fator importante, está relacionado ao custo das redes internas, realocadas com OPEX. A GASMIG propôs R\$ 1.109,07 por usuário. Proposta está acatada pela SEDECTES. Contudo, não há qualquer explicação que justifique o valor. Desta forma, requisitamos maiores explicações sobre o custo da rede interna pleiteado.”*

#### **Resposta**

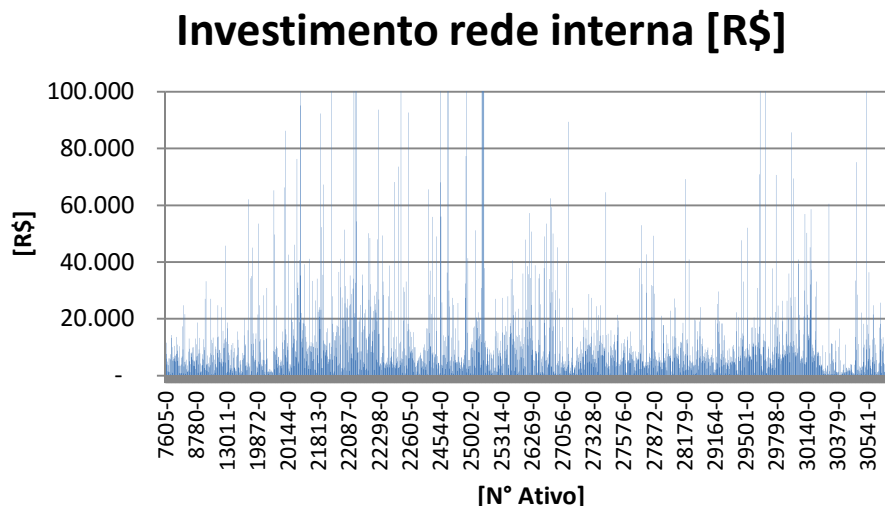
O montante de R\$1.109,07 foi obtido dos dados fornecidos pela GASMIG no plano de negócios. O valor representa a média das previsões de investimentos calculados pela GASMIG no item rede interna, dividido pela quantidade de usuários a ligar nos mercados residencial e PCNR.

No plano de negócios, a concessionária apresenta uma previsão de investimentos de rede interna de 113.526,119 [milhares de R\$] para a ligação dos 102.362 novos usuários dos mercados residencial e PCNR.

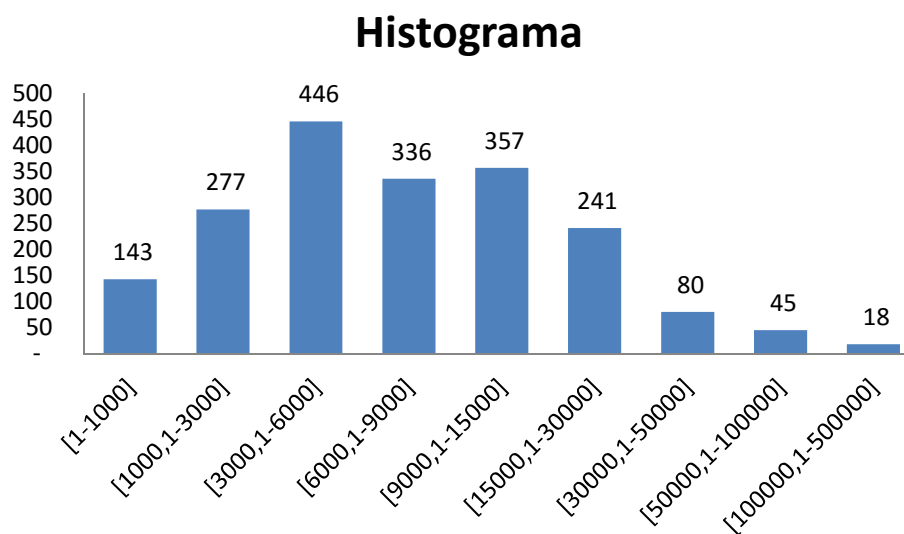
Para verificar a razoabilidade da proposta da GASMIG, a SEDE avaliou os montantes históricos dos investimentos de rede interna da concessionária.

Os investimentos de rede interna apresentam muita volatilidade por serem sensíveis às características de cada ligação. A seguir, é apresentado um resumo dos investimentos de rede interna desenvolvidos pela concessionária a partir do ano 2014:

**Figura 17: Investimentos históricos de rede interna**



**Figura 18: Frequência dos custos de investimentos de rede interna históricos**



Como é possível observar, a média proposta pela concessionária no plano de negócios é inferior ao custo médio histórico dos investimentos de rede interna, o que justifica o valor adotado pela SEDE para o próximo ciclo tarifário.

### 3.15. Dimensionamento do OPEX

#### Contribuição 21

*“A ABRACE gostaria de maiores detalhes da forma em que foi dimensionado o OPEX para as classes Residencial + PCNR. Ficou claro apenas a inserção do custo com Redes Internas, mas não foi exposto como estruturou-se o custo para este segmento.”*

#### Resposta

As despesas relacionadas com as classes Residencial + PCNR foram estimadas a partir dos dados fornecidos pela concessionária no plano de negócios. Diferentemente do que acontece em outros mercados, a classe residencial é de recente desenvolvimento no Estado e, portanto, foi necessário separar a projeção das despesas específicas desses mercados das restantes contas de OPEX.

Portanto, o OPEX projetado para as classes Residencial e PCNR foi estimado a partir dos montantes específicos de 2017, separados em pessoal, material, serviço e outros, em conjunto com contratos específicos de serviço.

### 3.16. OPEX das “demais áreas”

#### Contribuição 22

*“No caso das “Demais Áreas”, a Secretaria propõe utilizar o valor histórico mínimo registrado do indicador de custo total por volume (R\$ 65,50/1.000 m<sup>3</sup> em 2012). Contudo, ao analisar os dados constantes no “Relatório da Administração de 2012” da GASMIG, obtivemos os seguintes valores:*

- *OPEX total: R\$ 51.037.000*
- *Volume total: 1.323.000 mil m<sup>3</sup>*
- *Indicador (OPEX/1000 m<sup>3</sup>) = 38,58*

*A ABRACE sugere a utilização do indicador R\$ 38,58 /1.000 m<sup>3</sup> para cálculo do OPEX das “Demais Áreas.”*

#### Resposta

Para a determinação do indicador OPEX/1000 m<sup>3</sup>, a SEDE empregou o OPEX total ajustado por IGP-M a moeda de junho de 2017 e o volume não térmico total.

A seguir é apresentado um resumo do cálculo:

**Tabela 2: Resumo determinação indicador OPEX**

<b>Valores em moeda corrente [Milhares R\$]</b>	<b>2012</b>
Administração	28.868
Comercial	3.497
Operação e Manutenção	21.793
<b>IGP-M Fator ajuste junho 2017</b>	<b>1,27</b>
<b>Despesa por Natureza (Milhares R\$ JUN 2017)</b>	<b>2012</b>
Administração	36.683
Comercial	4.443
Operação e Manutenção	27.692
<b>Volume [Milhares de M³]</b>	<b>2012</b>
Volume Total	1.323.091
Volume Térmico	272.323
<b>Volume não térmico</b>	<b>1.050.768</b>
<b>Indicador OPEX</b>	<b>2012</b>
OPEX R\$/1000 m³	65,5

Frente ao exposto, a SEDE entende que a metodologia adotada para o cálculo do custo total por volume das “Demais Áreas” considerado no OPEX é a mais adequada.

### 3.17. Perdas

#### Contribuição 23

*“No tocante as perdas da GASMIG, a SEDECTES determina um índice global de perdas (IGP) de 0,41%. Entendemos que esse índice está perfeitamente compatível com as práticas internacionais e os dados históricos da companhia, de modo que apoiamos sua aplicação.”*

#### Resposta

A SEDE considera adequada a metodologia empregada.

### 3.18. Reposicionamento Tarifário Ordinário (RTO)

#### Contribuição 24

*“Consta observar que para o cálculo da Receita Verificada não foi considerado receitas extraordinárias, fruto de penalidade de sobredemanda do segmento industrial, sobrecapacidade do segmento uso geral, tampouco advindas de Penalidade por Gás de Ultrapassagem ou Ship or Pay da capacidade de transporte. A concessionária deve apresentar o histórico das receitas e custos atrelados a estas*

*operações para que o regulador dê o tratamento razoável ao lucro obtido. Não é plausível que a distribuidora capture todos estes ganhos para si. É necessário um tratamento regulatório específico para estimular o uso eficiente da rede de distribuição, mas mantendo preceitos de modicidade tarifária.”*

#### **Resposta**

O cálculo é desenvolvido sem considerar as circunstâncias que geram as penalidades. As projeções incorporadas no plano de negócio não preveem sobredemanda e sobrecapacidade, dado que são condições atípicas.

As penalidades de sobredemanda, sobrecapacidade, gás de ultrapassagem e cláusulas “*Ship or Pay*” acontecem por desvios nas previsões contratadas pelos usuários e a SEDE não considera adequada sua inclusão no plano de negócios.

Por conseguinte, os montantes projetados na definição da receita inserem os usuários em faixas de consumo e, portanto, não correspondem à inclusão das penalidades indicadas na contribuição.

### **3.19. TSC**

#### **Contribuição 25**

*Conclui-se, desta forma, que os custos de comercialização representam, pelo menos, **9% da receita requerida total**. Desta forma, para manutenção da coerência da metodologia descrita na Nota Técnica SEDECTES nº 02/2017, propomos **utilização do fator de 9% da Receita Requerida para determinação da TSC**.*

#### **Resposta**

Como é indicado na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017, a tarifa de serviço de comercialização remunera os custos e ativos relacionados com a atividade de compra e venda de gás natural.

*“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 dos consumidores potencialmente livres que sejam atendidos pela concessionária. Esta receita será coberta pela aplicação da Tarifa de serviço de comercialização.”*

Os custos de comercialização indicados na contribuição CP SEDECTES, em geral, contêm outras atividades além da gestão dos contratos de fornecimento de gás e transporte, detalhados a seguir:

- Gestão de Cobrança;
- Leitura de Contadores;
- Controle de qualidade de leituras e inspeções;
- Serviço de atendimento comercial;
- Publicidade e propaganda;

Portanto, não é possível adotar o fator proposto pela ABRACE na segmentação da Receita Requerida.

Conforme indicado na **Contribuição 19**, as despesas de rede interna não devem ser incluídas na receita requerida do serviço de comercialização.

### 3.20. Fator X

#### Contribuição 26

*“a ABRACE entende que não seria oportuno a utilização do Fator X implícito na primeira revisão tarifária da GASMIG. Este método requer elevada experiência do regulador para a efetiva criticidade dos custos pleiteados pela concessionária. Desta forma, esta **Associação sugere para a Primeira Revisão Periódica a aplicação do Fator X explícito** dado a predominância de assimetria de informação.”*

#### Resposta

Na Nota Técnica SEDECTES nº04/2017 - Anexo VI, são propostas duas alternativas de aplicação da metodologia do fluxo de caixa para a estimação do fator X: i) explícito e ii) implícito.

Neste processo de revisão tarifária, a SEDE considera mais adequada a utilização da metodologia implícita para ter uma maior previsibilidade na evolução da margem do serviço.

## 4. Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais (FIEMG)

### 4.1. Demanda industrial projetada

#### Contribuição 27

*“Considerando a Demanda Projetada apresentada, consideramos os números conservadores, pois os números estão 10% mais baixos que o ciclo 2013-2018. Ou seja, em um cenário de recuperação econômica, deve-se considerar uma previsão menos pessimista para a demanda de gás natural no estado de Minas Gerais. [...]”*

#### Resposta

A SEDE projetou a demanda segundo as previsões incluídas no plano de negócio e segundo a informação disponível na data de elaboração da Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018. Logo, considera adequados os montantes obtidos.

Além disso, foram ajustados alguns dos parâmetros apresentados pela concessionária gerando um volume projetado superior ao montante apresentado pela GASMIG no plano de negócios.

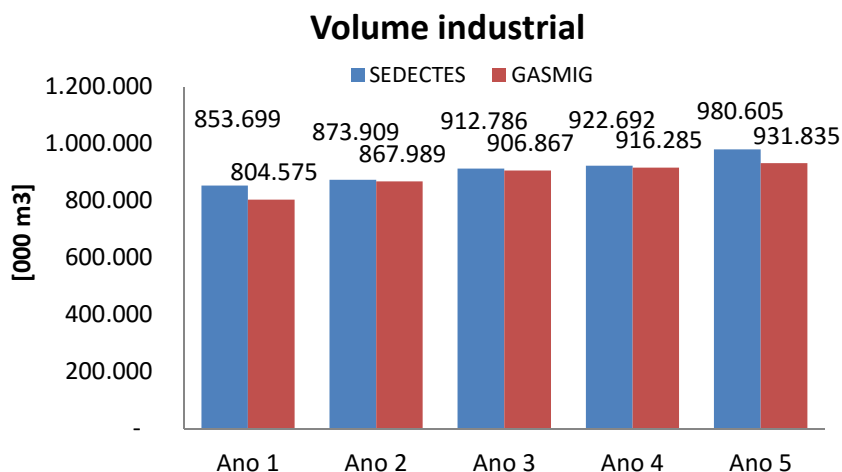
A seguir é apresentada a comparação do volume industrial proposto pela GASMIG no plano de negócios e o volume utilizado pela SEDE na Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018.

**Tabela 3: comparativo volume industrial**

Volume [000 m3]	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
SEDE	853.699	873.909	912.786	922.692	980.605
GASMIG	804.575	867.989	906.867	916.285	931.835
Dif. [%]	6,1%	0,7%	0,7%	0,7%	5,2%



**Figura 19: Comparativa volume industrial**



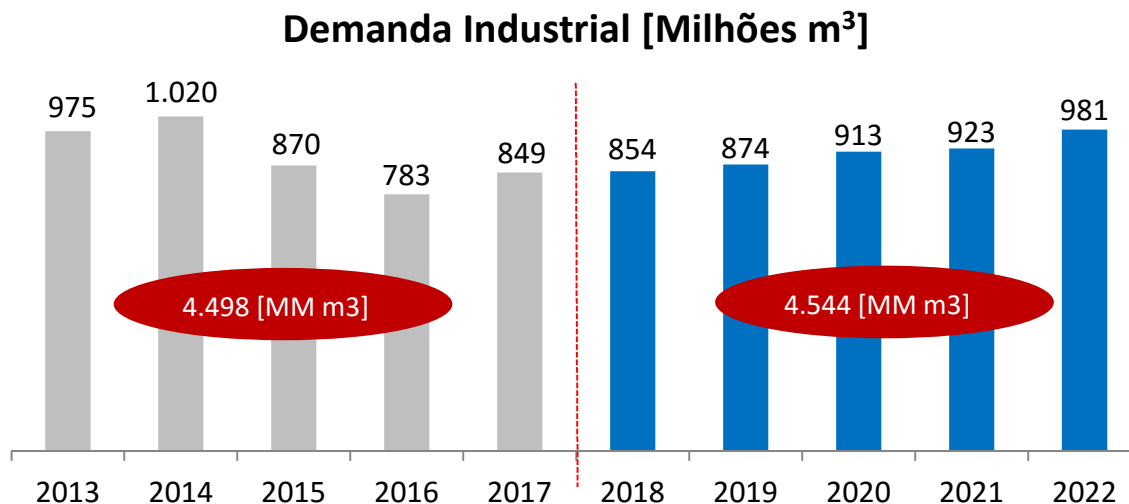
Como é possível verificar, o montante reconhecido pela SEDE é 2,6% superior ao volume proposto pela concessionária.

É importante indicar que o volume projetado apresenta um crescimento constante e atinge o volume histórico registrado pela GASMIG no ano 2013. A projeção do volume industrial para o período 2018-2022 supera ao consumo histórico do período 2013-2017.

**Tabela 4: Comparativa evolução demanda industrial período 2013-2017 e 2018-2022**

Demanda Industrial [Milhões de m3]	Período	
	2013-2017	2018-2022
Total	4.498	4.544
Média anual	900	909

Figura 20: Comparação da evolução da demanda industrial período 2013-2017 e 2018-2022



## 4.2. Cobertura de rede

### Contribuição 28

*“A cobertura de rede de gasodutos no estado de Minas Gerais ainda está aquém da demanda, não apenas da industrial, mas residencial, comércio e veicular. Ainda existem potenciais clientes que estão distantes de rede de distribuição. Precisamos garantir o aumento da oferta para o Sul, Triângulo Mineiro e Norte do Estado.”*

### Resposta

A adoção de uma metodologia regulatória por incentivos com dados projetados (período de 5 anos) tem como virtude impulsionar o desenvolvimento do setor, possibilitando a incorporação de projetos de expansão na tarifa.

Conforme estabelecido na Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018, a concessionária apresentou um Plano de Investimentos previsto para os próximos 5 anos do ciclo tarifário, o qual inclui projetos de expansão e desenvolvimento de novos mercados.

A SEDE avaliou os dados apresentados e reconheceu 397 milhões de reais em investimentos.

## 4.3. Demanda GNV

### Contribuição 29

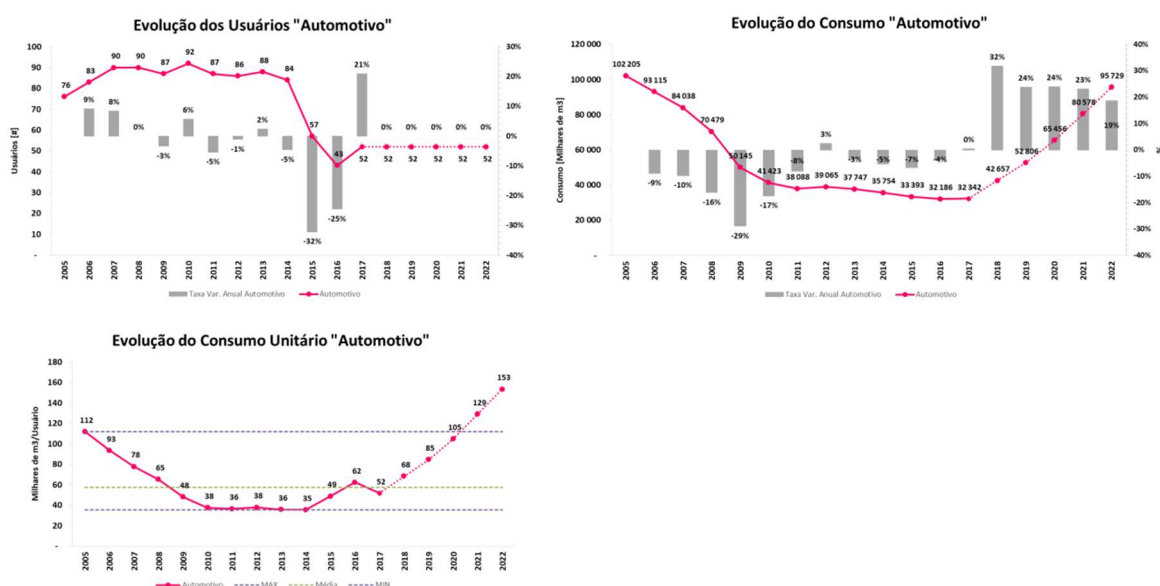
*“... no setor automotivo manterá o número de usuários conectados, mas o consumo aumentará aproximadamente 125%.”*

## Resposta

Os montantes indicados na contribuição correspondem aos dados propostos pela concessionária, mas não correspondem com os valores finais aprovados pela SEDE e indicados na Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018.

Como é indicado na contribuição da FIEMG, a evolução da demanda e dos usuários do mercado automotivo apresentados pela concessionária fazem com que o volume unitário tenha um crescimento que gera um valor unitário superior ao patamar histórico do ano 2005.

**Figura 21: Evolução Volume e Usuários GNV**



Como é possível verificar através dos gráficos anteriores, o valor unitário projetado pela GASMIG supera o patamar máximo histórico.

Além disso, a SEDE não considera programas de incentivo ao GNV, previstos em seu plano de negócios, como custos operacionais regulatórios.

## 4.4. Instalação planta de liquefação de gás natural

### Contribuição 30

*"E em relação ao GNL importado, há algum impedimento para que a GASMIG possa instalar uma planta de liquefação de gás natural em MG para promover a massificação do uso e aumentar sua capacidade de consumo..."*

## Resposta

Não há restrição. No seu plano de negócios, a GASMIG propõe a instalação de uma planta de liquefação na área de concessão, desenvolvendo a infraestrutura civil necessária e considerando uma modalidade de contrato a prazo.

## 4.5. Composição da tarifa

### Contribuição 31

*“Como está composta detalhadamente a tarifa praticada pela GASMIG para distribuição de gás natural no Estado de Minas Gerais?”*

1. *Qual o valor referente à molécula de gás natural vendida pela Petrobras?*
2. *Qual o valor referente ao transporte do gás natural?”*

### Resposta

Conforme indicado na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017, tem-se:

*“A tarifa total do serviço de gás natural canalizado apresenta os seguintes componentes:*

- *Tarifa de uso do serviço de distribuição (TUSD);*
- *Tarifa de serviço de comercialização (TSC);*
- *Preço do gás e transporte;*
- *Tributos;*
- *Parcela Compensatória;*
- *Encargos financeiros.*

*Os dois primeiros componentes correspondem à margem da concessionária (Tarifa de uso do serviço de distribuição - TUSD e a Tarifa de serviço de comercialização – TSC) e remuneram as atividades de distribuição e comercialização regulada da concessionária.*

*Nas seguintes seções serão descritas as metodologias e critérios a utilizar para definir as variáveis necessárias para a determinação da margem da concessionária, bem como para determinar a estrutura tarifária, a parcela compensatória e os ajustes periódicos.”*

Como indicado acima, o preço do gás, transporte e tributos são exógenos à estrutura tarifária, enquanto que as tarifas TUSD e TSC englobam os recursos monetários desembolsados a cargo da concessionária e necessários para o desenvolvimento da atividade de distribuição e comercialização regulada de gás canalizado, compreendendo a remuneração da concessionária para a realização dos investimentos de expansão da rede de distribuição e de sua manutenção, bem como a operação do sistema.

Portanto, a fixação do preço do gás e do transporte fica fora do âmbito da presente consulta pública.

### Contribuição 32

*“....há alguma fórmula de reajuste de preço fixada nos contratos com a GASMIG? Em caso afirmativo, a mesma considera índices internacionais do preço e do gás natural?”*

### Resposta

A fixação do preço do gás e do transporte fica fora do âmbito da presente consulta pública.

**Contribuição 33**

*“Para garantir a transparência e reduzir as incertezas: os clientes da GASMIG podem ter acesso aos contratos assinados entre a Petrobras e a GASMIG?....”*

**Resposta**

A fixação do preço do gás e do transporte fica fora do âmbito da presente consulta pública.

**Contribuição 34**

*“Há garantias de que os aumentos na tarifa do GNV sejam controlados e com periodicidade já definida a fim de manter a competitividade do GNV perante os combustíveis líquidos?”*

**Resposta**

As margens de distribuição e comercialização correspondentes ao mercado automotivo (GNV) terão as mesmas regras de ajuste que os demais setores.

A SEDE somente regula a tarifa aplicada pela concessionária aos postos (usuários da concessionária), não regulando o preço final do GNV aplicado pelos postos aos usuários finais.

**Contribuição 35**

*“em relação ao contrato com a GasLocal, qual é a política e o preço que a GASMIG está utilizando?”.*

**Resposta**

A contribuição não corresponde ao motivo da consulta pública.

**Contribuição 36**

*“Explicar detalhadamente como está composta a Tarifa do setor GNC/GNL”.*

**Resposta**

Ver resposta a **Contribuição 31**

## 5. Companhia de Gás de Minas Gerais (GASMIG)

### 5.1. Outliers de Tubulação

#### Contribuição 37

*“A GASMIG descreve, a seguir, as justificativas e as correções referentes a determinados ativos que tiveram seus custos revisados pela SEDECTES na Nota Técnica nº 01/2018. O detalhamento da composição dos valores totais desses ativos consta no Anexo 01.”*

#### Resposta

A Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 – ANEXO I, no ponto “14.1.2. Análise de razoabilidade dos custos dos ativos”, estabelece:

*“A análise envolverá uma comparação dos preços unitários ajustados pagos pela concessionária para diferentes especificações (material, diâmetro, tecnologia, entre outros). Com a informação fornecida pela concessionária será feita uma análise estatística da variabilidade dos preços unitários com o objetivo de reconhecer montantes superiores à média. Para os valores atípicos a concessionária deverá apresentar uma justificativa técnica ou econômica, caso contrário, o valor unitário do ativo será ajustado a valores semelhantes ao restante da amostra.”*

Para a determinação da receita requerida, a SEDE desenvolveu as atividades detalhadas na Nota Técnica 01/2018. Com a informação fornecida pela concessionária, foi feita uma análise da variabilidade dos preços unitários pagos por ela para diferentes especificações (material e diâmetro), excluindo aqueles ativos cujos custos unitários excediam o valor do limite superior de seu tipo de tubulação.

Todos os ativos atípicos foram informados à GASMIG, possibilitando que ela justificasse o motivo do custo elevado. Após justificativas, a SEDE ajustou o cálculo, reduzindo a quantidade de exclusões.

É importante indicar que a SEDE entregou à GASMIG a avaliação preliminar e o detalhe dos ativos atípicos a serem justificados. Dessa forma, a GASMIG teve a possibilidade de avaliar os dados apresentados pela SEDE e enviar seus esclarecimentos.

A partir do estabelecido no cronograma de desenvolvimento, a GASMIG enviou documentos, com datas de novembro 2017 que incluíam alguns ativos e seus respectivos custos unitários.

A SEDE avaliou o documento e ajustou aqueles ativos cuja justificativa foi considerada adequada.

Os ativos “outliers” detalhados na contribuição da GASMIG foram analisados pela SEDE e parcialmente acatados, conforme detalhado a seguir.

#### Ativo 3541-0

No arquivo “base de ativos 8 11 2017” fornecido pela GASMIG, o ativo 3541 tem um comprimento de 82,89 metros.

**Tabela 5: Detalhamento antigo do ativo 3541-0**

nº Ativo	Classe de ativos	Origem	Especificação Técnica	Quantidades associadas
3541-0	G82501-TUBULAÇÃO	Próprio	Tubo DN 2" API 5L Gr B	82,89-M

Na presente contribuição, a GASMIG informa que o valor está errado, corrigindo a extensão a 333,37 metros. Assim, a SEDE verificou a indicação da GASMIG na base de ativos atualizada e efetivamente o ativo apresenta uma extensão de 333,37 metros.

**Tabela 6: Detalhamento novo do ativo 3541-0**

nº Ativo	Classe de ativos	Origem	Especificação Técnica	Quantidades associadas
3541-0	G82501-TUBULAÇÃO	Próprio	Tubo DN 2" API 5L Gr B	333,37-M

Considerando a extensão informada pela GASMIG, a SEDE calculou o montante unitário obtendo o seguinte valor:

**Tabela 7: Cálculo do montante unitário do ativo 3541-0**

Ativo 3541	[R\$ Jun17]	196.866,26
Comp.	[m]	333,37
Unitário	[R\$/m]	590,53

Como é possível verificar, o novo montante unitário não é *outlier*. Logo, o montante ajustado foi incorporado na base de ativos inicial.

**Tabela 8: Patamar máximo análise das tubulações**

	Diâmetro (pol.)	Quantidade de ativos	Mín. de Custo Unitário R\$	Média de Custo Unitário R\$	Máx. de Custo Unitário R\$
Aço 2	2,00	159	19	440	1.196

A SEDE incorporou na BRR inicial o montante do ativo 3541 apresentado pela concessionária em sua contribuição.

#### **Ativos 5124-0, 5126-0 e 4004-0**

Na contribuição, a GASMIG indica:

*“Os ativos 5124-0, 5126-0 e 4004-0 foram implantados durante a construção da Linha Tronco – LT Vale do Aço, que foi uma obra de grande extensão, dividida em três lotes executados por três empreiteiras diferentes. Os custos elevados dos ativos 5124-0 e 5126-0 ocorreram devido às características de construção dos lotes 2 e 3, diferente do resto da linha tronco, que foi desenvolvida em área rural. No caso do lote 2, o ramal de atendimento ao cliente Arcelor Mittal, numa extensão de 6.280 metros foi realizado em área urbana em avenidas no Bairro de Jacuí em João Monlevade, gerando custos mais elevados. Analogamente, no lote 3, o ramal de atendimento ao cliente Usiminas, numa extensão de 306 metros, foi realizado em área urbana, tendo sua maior extensão implantada em um cruzamento com a ferrovia Vitória a Minas, resultando em custos maiores para esse ramal, para uma extensão pequena de tubo (298,6 m).”*

*“O ativo 4004-0 teve sua capitalização contabilizada de forma errada no passado, sendo realizada conjuntamente com outros ativos após a construção da 1ª Etapa da LT Vale do Aço.”*

A SEDE calculou os montantes unitários desses ativos obtendo os seguintes custos unitários:

**Tabela 9: Custos unitários dos ativos 5124, 5126 e 4004**

nº Ativo	Classe de ativos	Especificação Técnica	Quantidades associadas	Data Início Serviço	Valor Ativo ajustado Total (R\$)	Custo Unitário (R\$)
5124-0	G82501-TUBULAÇÃO	Tubo DN 8" API 5L Gr B	6280,13-M	01.11.2010	12.468.645,3	2.070,91
5126-0	G82501-TUBULAÇÃO	Tubo DN 8" API 5L Gr B	298,6-M	01.11.2010	854.047,0	2.860,17
4004-0	G82501-TUBULAÇÃO	Tubulação DN 6" API 5L Gr B	5-M	01.11.2006	451.049,8	90.209,97

Em comparação com as outras tubulações dos projetos desenvolvidos pela GASMIG, é possível verificar que os montantes unitários desses ativos excedem os patamares aceitáveis. No caso do ativo 5124-0, o custo unitário supera em 45% o patamar superior determinado pela metodologia “Box-Plot” obtida com a avaliação da totalidade dos projetos de expansão da GASMIG. Para os outros ativos a diferença é ainda maior (101% e 3428%).

**Tabela 10: Comparativo dos custos unitários dos ativos com o patamar superior reconhecido**

nº Ativo	Custo Unitário (R\$)	Máx. de Custo Unitário R\$	Dif. (%)
5124-0	2.070,91	1.423,41	45%
5126-0	2.860,17	1.423,41	101%
4004-0	90.209,97	2.556,73	3428%

No entanto, as justificativas apresentadas pela GASMIG não são suficientes. A amostra empregada na determinação dos custos unitários das tubulações de 6” contem 67 ativos de diferentes regiões. Já a amostra empregada na determinação dos custos unitários das tubulações de 8” contem 38 ativos de diferentes regiões.

A SEDE não considera válida a justificativa adicional apresentada pela GASMIG do erro na capitalização e manteve o valor reconhecido na Nota Técnica SEDECTES nº01-2018 dos ativos 5124-0, 5126-0 e 4004-0.

#### **Ativos 11830-0,12086-0,12105-0 e 12154-0**

A GASMIG apresenta a seguinte justificativa:

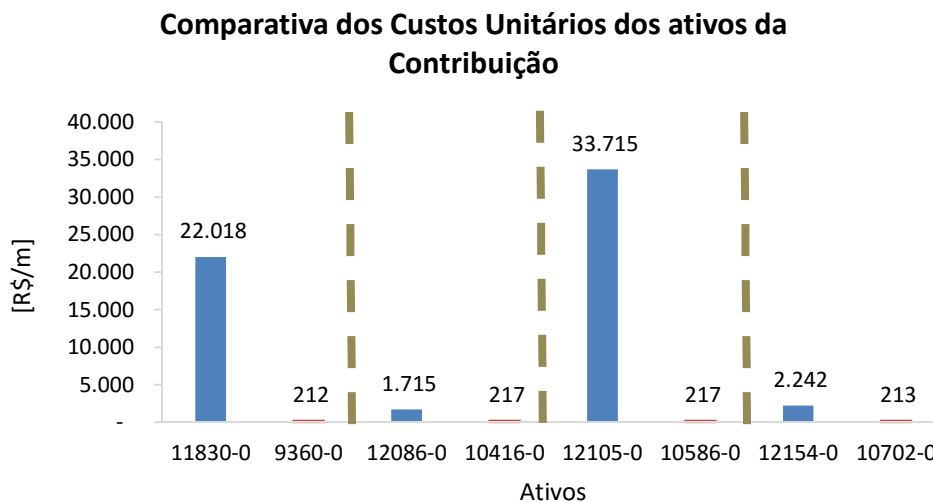
*“A distorção nos valores unitários dos ativos 11830-0, 12086-0, 12105-0 e 12154-0 é devida ao lançamento do serviço de secagem e condicionamento de gás de forma conjunta com outros ativos.*

*Todos os ativos apresentam valores corretos se forem somados aos seus ativos complementares (9360-0, 10416-0, 10586-0 e 10702-0).”*

A SEDE verificou a classificação dos ativos indicados na contribuição da GASMIG e estes apresentam a mesma especificação técnica que os ativos originais, sem nenhuma descrição que permita sua discriminação. Os ativos 11830-0, 12086-0, 12105-0 e 12154-0 possuem custos unitários muito superiores aos custos unitários dos ativos complementares.



**Figura 22: Comparativo dos custos unitários dos ativos 11830-0, 12086-0, 12105-0 e 12154-0**



A SEDE não consegue verificar a existência de um custo adicional fixo que possa estar associado a uma equipe técnica adicional, como indicado pela GASMIG na sua contribuição, para estes quatro ativos.

Portanto, foi mantido o valor reconhecido na Nota Técnica SEDECTES nº01-2018 para os ativos 11830-0, 12086-0, 12105-0 e 12154-0.

#### **Ativos 12495-0 e 12496-0**

A GASMIG apresenta a seguinte justificativa:

*“Os ativos 12495-0 e 12496-0 apresentaram um valor elevado devido à contabilização do valor de recomposição asfáltica de duas ruas no bairro Buritis, no valor de R\$ 1.953.414 na sua capitalização...”*

Como foi indicado na presente resposta, a amostra de tubulações de 6” contem 67 elementos de diferentes regiões, pelo qual é difícil considerar que o ativo 12495-0 seja um projeto único e atípico.

O mesmo acontece no caso do ativo 12496-0, já que a amostra contém 139 ativos da própria concessionária.

Em decorrência disso, os montantes unitários dos ativos indicados na contribuição são maiores do que aqueles obtido na avaliação.

**Tabela 11: Comparativo custo unitário ativo 12495-0 e 12496-0**

nº Ativo	Especificação Técnica	Montante unitário (R\$/m)	Máx. de Custo Unitário (R\$/m)	Dif. (%)
12495-0	Tubo DN 6" API 5L Gr B	10.505,27	2.556,73	310,9%
12496-0	Tubo DN 4" API 5L Gr B	3.254,48	1.731,23	88,0%

A SEDE manteve o valor reconhecido na Nota Técnica SEDECTES nº01-2018 dos ativos 12495-0 e 12496-0.

#### **Ativos 19280-0, 19435-0 e 19605-0**

A GASMIG apresenta a seguinte justificativa:

*“Em relação aos ativos 19280-0, 19435-0 e 19605-0, a elevação dos custos também ocorreu em função da forma de capitalização, nos casos de obras com prazo prolongado...”*

A capitalização não pode justificar uma diferença de 334% entre os valores unitários dos ativos 19280-0, 19435-0 e 19605-0 e o patamar superior obtido da avaliação dos custos unitários dos ativos DN 32mm PEAD.

**Tabela 12: Comparativa custo unitário dos ativos 19280-0, 19435-0 e 19605-0**

nº Ativo	Especificação Técnica	Montante unitário (R\$/m)	Máx. de Custo Unitário (R\$/m)	Dif. (%)
19280-0	Tubo DN 32mm PEAD	863,73	198,91	334%
19435-0	Tubo DN 32mm PEAD	863,73	198,91	334%
19605-0	Tubo DN 32mm PEAD	863,73	198,91	334%

A SEDE manteve o valor reconhecido na Nota Técnica SEDECTES nº01-2018 dos ativos 19280-0, 19435-0 e 19605-0.

## 5.2. Rede interna na BRR inicial

### Contribuição 38

*“Ao reconhecer apenas os custos projetados com rede interna na tarifa, a Secretaria ignora os gastos significativos que ocorreram nos últimos anos, que proporcionaram um crescimento considerável do mercado residencial. Estes ativos devem ser remunerados e receberem quota de reintegração na tarifa.”*

### Resposta

Ver respostas às contribuições 2.2. *Inclusão na rede interna na BRR inicial* e 2.3. *Parcelado do custo de instalação interna*.

Ademais, é importante indicar que as redes internas projetadas são incorporadas na receita requerida como despesas e não como ativos e, por conseguinte, a SEDE não considera adequado adotar outro critério na avaliação dos projetos de redes internas desenvolvidas antes do início do período tarifário.

## 5.3. JOA

### Contribuição 39

*“Diante do exposto, a GASMIG solicita que sejam considerados os Juros Sobre Obras em Andamento para todos os 22 empreendimentos apresentados pela Empresa, considerando aplicação de JOA sobre o período entre o início da execução das obras até a incorporação da demanda e dos usuários.”*

### Resposta

O objetivo da consideração dos Juros sobre Obras em Andamento (JOA) é evitar o desequilíbrio econômico decorrente do desenvolvimento paulatino da construção dos projetos de investimento e sua efetiva implementação.

Conforme indicado na Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018, a SEDE avaliou os diferentes projetos apresentados pela concessionária, reconhecendo os JOA para o projeto nº3. Os projetos foram avaliados considerando a premissa de eficiência adotada em outros pontos.

Neste sentido é importante verificar os prazos de tempo de construção e implementação dos projetos para evitar o reconhecimento de prazos excessivos que gerem custos de capital adicionais.

Por exemplo, a ANEEL, no setor elétrico tem padronizado prazos de execução e cronogramas de desenvolvimento para diferentes tipos de investimentos, como apresentado a seguir:

**Figura 23: Padronização dos investimentos na ANEEL - Fonte: Submódulo 2.3 BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA**

- Prazos médios de construção (meses):

**Tabela 2 – Prazos Médios de Construção por Tipologia e Agrupamento**

Tipologia	Grupos* 1, 2 e 3	Grupos* 4 e 5
Redes de Distribuição Aéreas (RDA)	5	3
Redes de Distribuição Subterrâneas (RDS)	6	4
Linhas de Distribuição Aéreas e Subterrâneas (LDA/LDS)	12	14
Subestações (SE)	9	8

\* Grupos definidos na Tabela 5 deste Submódulo.

- Fluxo financeiro: deve-se considerar 40% de desembolso distribuído ao longo da primeira metade do prazo de construção e 60% distribuídos ao longo da segunda e última metade do prazo de construção considerado, conforme tabela abaixo.

**Tabela 3 – Desembolso Mensal por Tipologia e Agrupamento**

Desemb.	Grupos 1, 2 e 3				Grupos 4 e 5			
	RDA	RDS	LDA/LDS	SE	RDA	RDS	LDA/LDS	SE
$d_1$	15,00%	13,00%	6,66%	8,00%	25,00%	20,00%	5,71%	10,00%
$d_2$	15,00%	13,00%	6,66%	8,00%	35,00%	20,00%	5,71%	10,00%
$d_3$	20,00%	14,00%	6,66%	8,00%	40,00%	30,00%	5,71%	10,00%
$d_4$	25,00%	20,00%	6,66%	8,00%		30,00%	5,71%	10,00%
$d_5$	25,00%	20,00%	6,66%	8,00%			5,71%	15,00%
$d_6$		20,00%	6,70%	15,00%			5,71%	15,00%
$d_7$			10,00%	15,00%			5,74%	15,00%
$d_8$			10,00%	15,00%			8,57%	15,00%
$d_9$			10,00%	15,00%			8,57%	
$d_{10}$			10,00%				8,57%	
$d_{11}$			10,00%				8,57%	
$d_{12}$			10,00%				8,57%	
$d_{13}$							8,57%	
$d_{14}$							8,58%	

A SEDE, para o presente processo, desestimou a adoção de prazos de tempos e cronogramas de desenvolvimento padronizados já que os projetos apresentados pela concessionária têm características especiais e a maioria deles estão destinados ao mercado residencial de recente desenvolvimento.

Além disso, a SEDE avaliou cada projeto identificando valores totais e parciais, especificações técnicas dos ativos, custo unitário dos projetos e a demanda associada a cada um deles.

A GASMIG apresentou o cronograma financeiro de cada projeto com detalhe mensal, mas a demanda associada foi apresentada ano a ano, limitando assim a avaliação, já que não é possível conhecer a data específica da ativação de cada projeto.

**Tabela 13: Evolução da demanda associada a projeto (exemplo)**

PROJETOS	Tarifa	MERC. OBJETIVO (M³/D)	2018 m³/ano	2019 m³/ano	2020 m³/ano	2021 m³/ano	2022 m³/ano
Projeto 1	Residencial	7.943.641	1.459.199	1.865.454	1.886.836	1.590.137	1.142.016
Projeto 1	PC-01	1.100.384	464.529	184.164	185.859	155.664	110.168

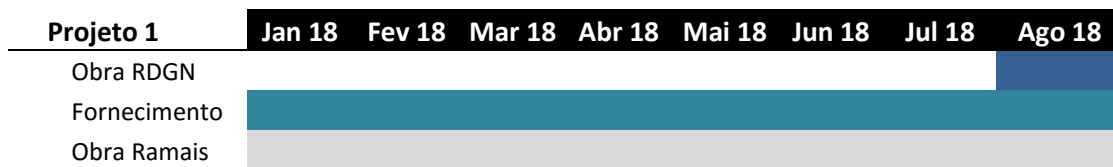
A SEDE solicitou maior detalhe da data de ativação dos projetos, mas a resposta da GASMIG foi enviada numa data posterior à elaboração da Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018 submetida a consulta pública.

Considerando o detalhe adicional fornecido pela GASMIG em arquivo complementar e a descrição dos períodos de execução das obras e de início de fornecimento indicadas pela concessionária na contribuição, a SEDE modificou a metodologia de determinação dos JOA desconsiderando o prazo mínimo de 8 meses, e adotando a data de ativação dos projetos segundo o especificado no arquivo complementar juntamente com a figura 5 da Contribuição relativa à Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018.

Dos projetos indicados pela GASMIG na contribuição, a SEDE não incorporou os juros dos seguintes projetos:

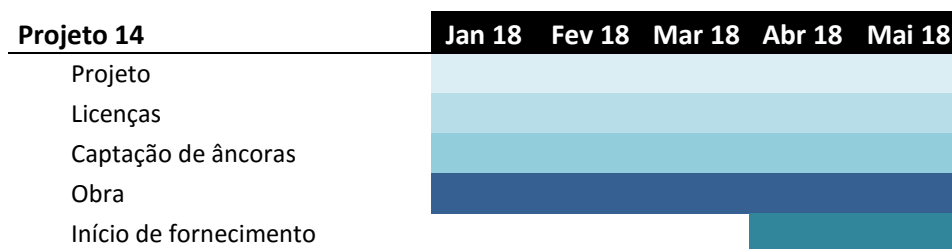
- *Projeto 1:* Segundo o cronograma enviado pela GASMIG, o fornecimento de gás natural desse projeto começa em janeiro de 2018 e, portanto, não corresponde a determinação de juros.

**Figura 24: Cronograma de avanço do projeto 1**



- *Projeto 8:* No cronograma de investimentos apresentado pela concessionária não é possível identificar os desembolsos associados a cada região (como a GASMIG indica na contribuição). A SEDE avaliou o projeto conforme aos dados especificados e não corresponde a aplicação dos JOA.
- *Projeto 14:* Segundo o cronograma enviado pela GASMIG, o fornecimento de gás natural no Projeto 14 começa em abril de 2018, e os juros estão estimados até o mês de março.

**Figura 25: Cronograma de avanço do projeto 14**



## 5.4. Ativos de Suporte Reconhecidos para os Investimentos em Andamento

### Contribuição 40

*“Diante do exposto, a GASMIG solicita que os investimentos em andamento propostos no plano de negócios sejam considerados integralmente, em conformidade com o disposto no Contrato de Concessão.”*

### Resposta

Como é indicado na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017, a tarifa deve remunerar custos eficientes:

*“A receita requerida (RR) é o volume mínimo de recursos que permite à concessionária de gás natural canalizado, para cada ano do ciclo tarifário, cobrir os custos eficientes de administração, operação, manutenção e comercialização do serviço regulado (distribuição de gás natural canalizado), bem como cumprir com os serviços da dívida e obter um retorno razoável sobre o capital investido.”*

Para cumprir com esse objetivo, a SEDE estabelece que a Base de Remuneração Regulatória seja submetida a uma análise de razoabilidade de custos dos ativos.

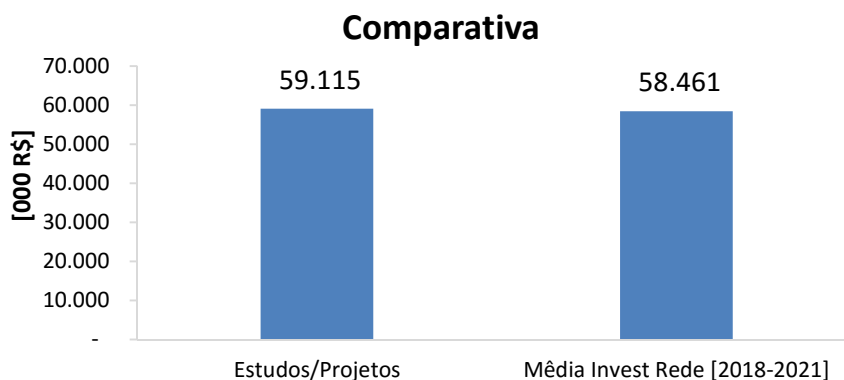
Na Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018, a SEDE ajustou os valores fornecidos pela concessionária, considerando montantes históricos da própria empresa. A tarefa desenvolvida pela SEDE naquele momento é similar aos ajustes praticados nos custos unitários das tubulações e no OPEX, já que foram modificados os valores projetados tomando como base parâmetros históricos da própria concessionária.

Na contribuição, a GASMIG indicou que os investimentos em andamento classificados como Estudos/Projetos são capitalizados juntos com a tubulação e a concessionária conclui que não é válido o ajuste praticado pela SEDE.

Foi avaliada a informação adicional fornecida pela GASMIG, identificando os seguintes pontos:

- Os investimentos em andamento identificados como Estudo/Projeto somam R\$59.115.000, uma quantia que supera a média dos investimentos de rede e ramais propostos pela concessionária para o período 2018-2022 (R\$58.461.000).

**Figura 26: Comparativa Estudos/Projetos (IEA) e investimentos projetados**



A comparação permite verificar que a GASMIG possui em “estudo e projetos” o mesmo montante que a previsão anual de investimentos de rede.

- Dos 87 ativos identificados como “IEA ESTUDOS/PROJETOS”, 75 apresentam uma data de início anterior ao ano 2017, inclusive existem ativos com data de início no ano 2005 e 2012.

**Tabela 14: Ativos com data de início de serviço anterior ao ano 2012**

<b>nº Ativo</b>	<b>Classe de ativos</b>	<b>Especificação Técnica</b>	<b>Data Início Serviço</b>
190000168-0	Z00912 IEA-ESTUDOS/PROJETOS	Estudos e Projetos Vale do Aço Fibra Optica	30/11/2005
190000317-0	Z00912 IEA-ESTUDOS/PROJETOS	NOVO Estudos/Projetos RMBH CT US	31/12/2012
190000326-0	Z00912 IEA-ESTUDOS/PROJETOS	NOVO Estudos/Projetos CENTRO OESTE CT US	31/12/2012
190000325-0	Z00912 IEA-ESTUDOS/PROJETOS	NOVO Estudos/Projetos TRI CT US	31/12/2012
190000329-0	Z00912 IEA-ESTUDOS/PROJETOS	NOVO Estudos/Projetos Corredores GNV	31/12/2012

Segundo o especificado pela GASMIG, todos os investimentos em andamento têm previsão de ativação para o próximo quinquênio, incluso os ativos que possuem data de início 2005, 2012, 2013, 2014, 2015.

- Segundo o detalhe fornecido pela concessionária, 36 itens correspondem a projetos incluídos no plano de negócios como investimentos. Conforme indicado na Contribuição 39, o cronograma de orçamento apresentado pela GASMIG para cada projeto inclui custos associados a licenças e projetos e, portanto, pode existir uma duplicação nos seus custos.

Como é detalhado na Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018 (análise do montante unitário das tubulações), os investimentos de expansão foram submetidos a uma avaliação de eficiência e, portanto, a GASMIG deveria ter informado as despesas identificadas como “IEA ESTUDOS/PROJETOS” associadas a cada projeto para sua inclusão na avaliação do montante unitário dos investimentos.

*“Na avaliação do montante dos investimentos, a SEDECTES aplicou a mesma metodologia que a empregada na avaliação das tubulações da BRR Inicial. A avaliação foi feita para cada tipo de tubulação e diâmetro considerando o montante total investido por tipo de tubulação e a extensão de rede total incorporada. Assim, foi obtido um custo unitário (por tipo e diâmetro de rede) que foi comparado com os patamares obtidos da análise da BRR inicial.”*

Existem alguns projetos (a exemplo do 17) cujo cronograma de desembolsos especifica que os projetos/licenças serão desenvolvidos em fevereiro de 2019. No entanto, já existem ativos associados a esse projeto em IEA (a saber, o ativo 190000521-0).

Além disso, alguns dos projetos declarados pela GASMIG não puderam ser identificados pela SEDE no plano de negócios da concessionária (como o ativo 190000441-0).

- No detalhe fornecido pela GASMIG, existem 72 itens identificados como “IEA ESTUDOS/PROJETOS” e “IEA- TUBULAÇÕES”, associados a projetos que não estão detalhados na lista de projetos do plano de negócios da concessionária. A GASMIG não especifica a demanda adicional gerada por esses projetos, como acontece com os restantes projetos de expansão. Sendo assim, não é possível identificar o benefício ou impacto que estes vão gerar.



Como consequência dos fatos apontados, a SEDE optou por excluir da lista de investimentos em andamento (IEA), reconhecidos na Base de Remuneração Regulatória, os seguintes ativos:

- Estudos/Projetos e tubulações associados a projetos de expansão não especificados no plano de negócios da concessionária.
- Estudos/Projetos associados a projetos de expansão detalhados no plano de negócios e que no cronograma de desembolsos têm especificados uma data futura.
- Estudos/Projetos associados a projetos de expansão que não puderam ser identificados no plano de negócios.

Resumindo, são reconhecidos na BRR os IEA associados a projetos contidos no plano de negócios, cujo cronograma não tem detalhado despesas futuras associadas ao item estudos/projetos/licenças e software, máquinas e equipamentos, móveis e utensílios. Assim, os valores de IEA finalmente reconhecido são os seguintes:

**Tabela 15: IEA reconhecidos e incorporados na BRR**

IEA incorporado na BRR		
Z00910 IEA - SOFTWARE	[R\$]	2.410.213
Z00904 IEA-MÁQ. E EQUIPTOS	[R\$]	4.773.104
Z00906 IEA-MÓVEIS E UTENSÍL	[R\$]	66.094
Z00912 IEA-ESTUDOS/PROJETOS	[R\$]	20.116.914
TOTAL	[R\$]	27.366.325

## 5.5. Capital de giro

### Contribuição 41

*“Diante do exposto, a GASMIG solicita que seja considerada a aplicação de percentual de 3,41% na receita verificada projetada entre 2018 e 2022. Este percentual é calculado com base na proporção da necessidade de capital de giro de R\$ 48 milhões em relação a receita verificada de R\$ 1.407 milhões no ano de 2017.”*

### Resposta

Conforme estabelecido na Nota Técnica SEDECTES N°04/2017:

*“Através do estudo de capital de giro a ser apresentado pela concessionária, a SEDECTES determinará se a concessionária deverá requerer ou não capital de giro para sua operação e seu respectivo montante, a ser incluído na BRRL, o qual deverá ser remunerado com a taxa de custo de capital (antes de impostos).”*

A SEDE enviou um requerimento de informação à concessionária e avaliou a justificativa apresentada por ela, estabelecendo o montante de **11,45** milhões de Reais como necessidade de capital de giro.

Para justificar o valor solicitado, a concessionária apresentou alguns fatores de risco baseados na estrutura do mercado e obrigações de pagamento, a saber:

*“a significativa concentração da nossa carteira de clientes onde os 20 maiores clientes representam cerca de 80% da receita da Companhia;*

*as diversas possibilidades de atraso na entrada de receita da Companhia, a saber: contestação dos volumes faturados; problemas nos equipamentos de medição e/ou na rede de distribuição de gás natural; indisponibilidade do Portal da SEFAZ para envio de NFe (Nota Fiscal Eletrônica); indisponibilidade dos sistemas de TI e inadimplência;*

*que aproximadamente 70% do total dos desembolsos da Companhia referem-se ao custo com a compra de gás;*

*que o não pagamento à Petrobras, na data correta, por algum motivo de força maior (indisponibilidade de sistema bancário, inadimplência, problemas de aprovação), acarreta a incidência de multas elevadas sob o montante mais significativo de desembolsos com uma atualização por IGP-M + 1% a.m, pro rata temporis, acrescida de 2% de multa sob o valor total corrigido;*

*as restrições legais de limite de exposição e limite global anual de crédito aos órgãos e entidades do setor público, conforme Resolução BACEN 4589/2017, não tendo a GASMIG, portanto, alternativa de manter disponíveis, linhas de crédito de curto prazo;*

*a indisponibilidade do acionista para efetuar aporte emergencial no caixa.”*

Dos comentários apresentados pela concessionária é importante indicar que os riscos associados à demanda ou à estrutura do mercado são compensados na taxa de custo de capital que estabelece a remuneração da concessionária (a taxa de custo de capital inclui um adicional pelo risco de tamanho).

Por outro lado, as limitações ou restrições na gestão não devem gerar maiores custos aos usuários. A SEDE considera que os usuários do serviço de distribuição de gás natural não devem ser responsabilizados por maiores custos gerados pelo controle indireto do Estado de Minas Gerais e as restrições impostas pelo *management*.

Como foi indicado na Nota Técnica SEDECTES N°04/2017, o capital de giro está destinado a cobrir o custo gerado pela defasagem entre o pagamento dos usuários à concessionária e dela com o fornecedor.

A GASMIG indica na sua contribuição que a ANEEL reconheceu o capital de giro no 2º ciclo de revisões tarifárias das distribuidoras de energia elétrica, mas como é indicado na Nota Técnica SEDECTES N°04/2017, onde se cita a Nota Técnica 268/2010-SRE/SFF/ANEEL, a ANEEL considera que “no setor de distribuição de energia elétrica, tanto o fluxo de pagamentos quanto de recebimentos é contínuo, o que permite à concessionária o adequado gerenciamento de suas contas. Trata-se, portanto, de um item gerenciável que para uma distribuidora torna-se desnecessário o reconhecimento de uma parcela de capital de giro a ser remunerada”. Ressalta ainda que “a concessionária também auferir receitas com multas por atraso de pagamento de contas e acréscimos moratórios, que também contribuem para equilibrar o fluxo de caixa de empresa”.

Um ponto indicado na Nota Técnica SEDECTES nº01/2018 é que o requerimento apresentado pela concessionária é excessivo já que representa 39,68% da receita operacional mensal (montante médio do ano 2016) e 65,67% das despesas de compra de gás.



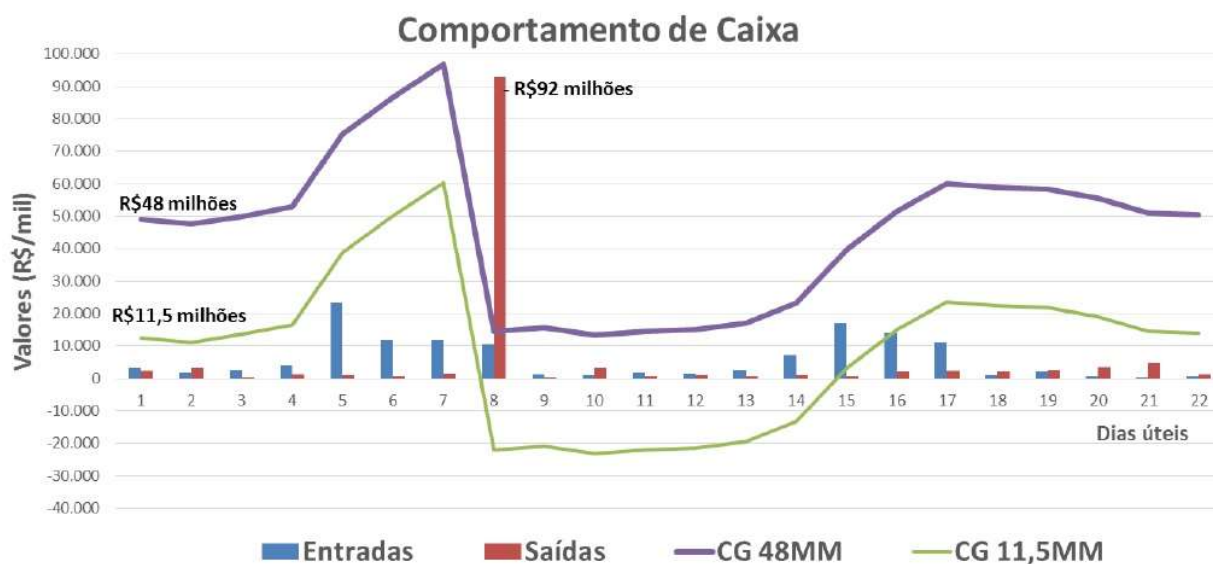
**Figura 27: Impacto das necessidades de capital de giro proposto pela concessionária – Fonte: Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018**

Conceito	2016
Receitas operacionais (R\$)	1.451.669.000
Receitas operacionais - Mês (R\$)	120.972.417
Compra de gás (R\$)	877.118.000
Compra de gás - Mês (R\$)	73.093.167
Capital de giro (R\$)	48.000.000
Capital de giro/Receita mês (%)	39,68%
Capital de giro/Compra de gás mês (%)	65,67%

A GASMIG indica na contribuição que o montante reconhecido pela SEDE ainda gera um caixa negativo; no entanto, como é possível verificar no gráfico da contribuição da concessionária, o caixa apresenta saldo positivo na maior parte do tempo. O saldo somente é negativo durante sete dias no mês. Nos dias restantes, o caixa apresenta um saldo positivo que pode gerar um lucro financeiro e compensar o custo financeiro produzido pelos sete dias de caixa negativos.

Uma avaliação dos lucros e custos financeiros gerados pela disponibilidade de caixa permite verificar que o montante reconhecido pela SEDE compensa os custos financeiros do pagamento do gás e transporte.

**Figura 28: Comportamento do fluxo de caixa – fonte: Contribuição GASMIG**



## **5.6. Ausência dos Ativos que Entraram em Operação em nov./17 e dez./17 na BRR Inicial**

### **Contribuição 42**

*“Sendo assim, a GASMIG solicita que sejam considerados na BRR inicial os ativos que entraram em operação em novembro e dezembro de 2017, de modo a não criar uma lacuna de reconhecimento na Base de Ativos, onerando injustificadamente a Companhia”*

### **Resposta**

Conforme cronograma de desenvolvimento previsto para o processo, a SEDE trabalhou com a versão mais atualizada da base de ativos disponibilizada pela própria concessionária ao momento da elaboração da Nota Técnica SEDECTES nº01/2018.

Além disso, a concessionária apresentou no plano de negócios, a pedido da SEDE, um cronograma de desenvolvimento e ativação dos investimentos em andamento e os investimentos projetados.

Os investimentos em andamento e os outros projetos foram avaliados conforme metodologia detalhada na Nota Técnica SEDECTES nº01/2018, gerando os resultados especificados nesse documento.

Como a concessionária não informou no plano de negócios os ativos que agora detalha na sua contribuição, a SEDE não tinha possibilidade de incorporá-los na base de remuneração regulatória.

Por fim, a SEDE irá incorporar ao processo de determinação da base de remuneração regulatória os ativos indicados na contribuição (os ativos incorporados na base de ativos serão avaliados segundo as regras estabelecidas na Nota Técnica SEDECTES nº01/2018).

## **5.7. Ausência de Remuneração Sobre os Investimentos no Primeiro Ano do Fluxo**

### **Contribuição 43**

*“Portanto, a GASMIG propõe que seja aplicado para remuneração dos investimentos o mesmo critério adotado para a depreciação, considerando a remuneração sobre os investimentos ocorridos no mesmo ano. Este tratamento está em linha com o adotado pela ARSESP para COMGÁS e SABESP.”*

### **Resposta**

A metodologia do fluxo de caixa e dos resultados apresentados na Nota Técnica SEDECTES nº01/2018 determina que a tarifa remunera a rentabilidade e depreciação geradas pelos investimentos existentes (Base de Remuneração Regulatória inicial) e projetados.

O modelo tarifário apresenta um DRE e um fluxo de caixa onde é possível verificar que a tarifa proposta pela SEDE gera um fluxo de caixa com uma rentabilidade igual na taxa de custo de capital regulada.

**Tabela 16: Avaliação econômica financeira dos resultados especificados na Nota Técnica SEDECTES nº01/2018**

**A) Demonstração do Resultado do Exercício (DRE)**

**Demonstração do Resultado SEDE [MM R\$]**

	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Vendas de Distribuição	294.34	363.99	378.75	386.93	391.44	410.80
Serv. Taxados	-	-	-	-	-	-
Lucro das Outras receitas	-	-	-	-	-	-
<b>Margem de Contribuição</b>	<b>294.34</b>	<b>363.99</b>	<b>378.75</b>	<b>386.93</b>	<b>391.44</b>	<b>410.80</b>
OPEX	(82.97)	(78.59)	(85.87)	(94.91)	(102.93)	(114.19)
Outros Custos	-	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)
<b>Resultado Operacional (EBITDA)</b>	<b>211.38</b>	<b>285.39</b>	<b>292.87</b>	<b>292.01</b>	<b>288.50</b>	<b>296.60</b>
Depreciação e Amortização	-	(74.02)	(78.49)	(80.26)	(80.23)	(83.44)
<b>Resultado antes dos tributos (EBT)</b>	<b>211.38</b>	<b>211.38</b>	<b>214.38</b>	<b>211.74</b>	<b>208.27</b>	<b>213.16</b>
Imposto de renda	(71.87)	(71.87)	(72.89)	(71.99)	(70.81)	(72.47)
<b>Resultado Líquido</b>	<b>139.51</b>	<b>139.51</b>	<b>141.49</b>	<b>139.75</b>	<b>137.46</b>	<b>140.68</b>

Fluxo de Dinheiro SEDE [MM R\$]						
	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Base de Remuneração Regulatória Inicial e Final	(1.392,29)					1.394,25
Vendas de Distribuição		363.99	378.75	386.93	391.44	410.80
Costos Operativos		(78.60)	(85.88)	(94.92)	(102.94)	(114.20)
Investimentos		(93.53)	(60.89)	(57.24)	(112.01)	(73.44)
Investimentos em Capital de Giro		-	-	-	-	-
Investimentos em Estoque		(0.30)	(0.20)	(0.19)	(0.36)	(0.24)
<b>Fluxo de Dinheiro</b>	<b>(1,392.29)</b>	<b>191.56</b>	<b>231.79</b>	<b>234.58</b>	<b>176.13</b>	<b>1,617.17</b>
		(303.048)	(197.273)	(185.460)	(362.917)	(237.937)

**TIR 15.182%**

<b>Fluxo de Dinheiro</b>	<b>(1.392,29)</b>	<b>191.56</b>	<b>231.79</b>	<b>234.58</b>	<b>176.13</b>	<b>1.617,17</b>
Imposto de renda		(71.87)	(72.89)	(71.99)	(70.81)	(72.47)
	-					
	1.392,29	119.69	158.90	162.59	105.32	1.544,70

**TIR 10.020%**

Como é possível comprovar pelo fluxo de caixa construído, os investimentos de todos os anos estão sendo considerados e geram remuneração.

Também é importante indicar que a tabela apresentada na contribuição da GASMIG contém as despesas que formam parte da receita requerida e não os investimentos aprovados pela SEDE.

Na contribuição, a GASMIG apresenta a metodologia empregada pela ARSESP (Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo) durante a 3ª Revisão Tarifária Periódica (RTP) da COMGÁS. Como é possível verificar no exemplo seguinte, a metodologia empregada pela SEDE no processo gera a mesma tarifa média (Po) que a metodologia empregada pela ARSESP.

**Tabela 17: Metodologia SEDE (Receita Requerida)**

Tarifa média	[R\$/m3]	0,3050
Taxa DDI	[%]	10,02%
Impostos	[%]	34%

Ano 0	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Volume (m3)	-	1.185.340.500,86	1.218.529.401,63	1.271.743.551,48	1.296.739.949,76	1.370.182.705,64

Receita Requerida [R\$]						
Ano 0	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
<b>Custo de Capital</b>	-	<b>211.375.069</b>	<b>214.384.094</b>	<b>211.741.844</b>	<b>208.274.738</b>	<b>213.155.112</b>
Base de Ativos		208.669.702	197.525.524	186.480.057	175.683.658	165.326.684
Investimentos		-	14.107.194	22.480.463	29.781.599	44.963.850
Capital de Giro		1.738.318	1.738.318	1.738.318	1.738.318	1.738.318
Estoque Reconhecido		967.049	1.013.057	1.043.007	1.071.163	1.126.260
<b>OPEX</b>	-	<b>78.589.501</b>	<b>85.873.520</b>	<b>94.914.390</b>	<b>102.930.016</b>	<b>114.187.679</b>
<b>Depreciação</b>	-	<b>74.016.338</b>	<b>78.488.125</b>	<b>80.263.275</b>	<b>80.228.087</b>	<b>83.443.416</b>
Base de Ativos		73.404.759	72.754.579	71.114.001	68.219.592	66.359.840
Investimentos		611.578	5.733.546	9.149.273	12.008.495	17.083.576
<b>Outros Custos</b>	-	<b>7.917</b>	<b>8.260</b>	<b>8.475</b>	<b>8.745</b>	<b>8.841</b>
Rec. Serv. Taxados	-	-	-	-	-	-
Outras Receitas	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	-	<b>363.988.824</b>	<b>378.753.999</b>	<b>386.927.984</b>	<b>391.441.586</b>	<b>410.795.048</b>

VP Receita Requerida	1.456.296.194
VP Volume	4.774.077.785
Tarifa média	0,3050

#### A) Demonstração do Resultado do Exercício (DRE)

Demonstração do Resultado SEDE [MM R\$]						
	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Vendas de Distribuição	294.34	363.99	378.75	386.93	391.44	410.80
Serv. Taxados	-	-	-	-	-	-
Lucro das Outras receitas	-	-	-	-	-	-
<b>Margem de Contribuição</b>	<b>294.34</b>	<b>363.99</b>	<b>378.75</b>	<b>386.93</b>	<b>391.44</b>	<b>410.80</b>
OPEX	(82.97)	(78.59)	(85.87)	(94.91)	(102.93)	(114.19)
Outros Custos	-	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)
<b>Resultado Operacional (EBITDA)</b>	<b>211.38</b>	<b>285.39</b>	<b>292.87</b>	<b>292.01</b>	<b>288.50</b>	<b>296.60</b>
Depreciação e Amortização	-	(74.02)	(78.49)	(80.26)	(80.23)	(83.44)
<b>Resultado antes dos tributos (EBT)</b>	<b>211.38</b>	<b>211.38</b>	<b>214.38</b>	<b>211.74</b>	<b>208.27</b>	<b>213.16</b>
Imposto de renda	(71.87)	(71.87)	(72.89)	(71.99)	(70.81)	(72.47)
<b>Resultado Líquido</b>	<b>139.51</b>	<b>139.51</b>	<b>141.49</b>	<b>139.75</b>	<b>137.46</b>	<b>140.68</b>

Fluxo de Dinheiro SEDE [MM R\$]						
	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Base de Remuneração Regulatória Inicial e Final	(1.392.29)					1.394.25
Vendas de Distribuição		363.99	378.75	386.93	391.44	410.80
Costos Operativos		(78.60)	(85.88)	(94.92)	(102.94)	(114.20)
Investimentos		(93.53)	(60.89)	(57.24)	(112.01)	(73.44)
Investimentos em Capital de Giro		-	-	-	-	-
Investimentos em Estoque		(0.30)	(0.20)	(0.19)	(0.36)	(0.24)
<b>Fluxo de Dinheiro</b>	<b>(1.392,29)</b>	<b>191.56</b>	<b>231.79</b>	<b>234.58</b>	<b>176.13</b>	<b>1.617,17</b>
		(303.048)	(197.273)	(185.460)	(362.917)	(237.937)

<b>TIR</b>	<b>15.182%</b>
------------	----------------

**Figura 29: Metodologia ARSESP**

$$P_0 = \frac{BRRL_0 - \frac{BRRL_5}{(1+r_{wacc})^5} + \sum_{i=1}^{i=5} \frac{(1-w)[OPEX_i + ODESP_i]}{(1+r_{wacc})^i} - \sum_{i=1}^{i=5} \frac{D_i \cdot w}{(1+r_{wacc})^i} + \sum_{i=1}^{i=5} \frac{CAPEX_i}{(1+r_{wacc})^i}}{\sum_{i=1}^{i=5} \frac{V_i \cdot (1-w)}{(1+r_{wacc})^i}} \quad [6]$$

**Tabela 18: Determinação do PO empregando a metodologia ARSESP**

Item	Unidade	Resultado
Taxa DDI	[%]	10,02%
Imposto Renda	[%]	34%
Base inicial	[000 R\$]	1.392,29
Base final	[000 R\$]	- 1.394,25
VP Base final	[000 R\$]	- 864,93
(1-w) VP Custos OPEX	[000 R\$]	234,15
w VP Depreciação	[000 R\$]	- 101,63
VP CAPEX	[000 R\$]	301,28
(1-w) VP Demanda	[000 R\$]	3.150,89
<b>Margem média - P0</b>	<b>[R\$ m³]</b>	<b>0,3050</b>

Como é possível verificar, as duas metodologias geram a mesma tarifa média de [R\$/m³] 0,3050.

## 5.8. Desconsideração da Atualização dos Investimentos Enviados no Plano de Negócios

### Contribuição 44

*“Portanto, a GASMIG solicita que os valores expressos através da Tabela 20 sejam considerados na projeção dos investimentos para o próximo ciclo, somando um total de R\$ 24,6 milhões.”*

### Resposta

A GASMIG encaminhou seu plano de negócios com os dados requeridos pela SEDE, incluindo uma proposta de investimentos que foi avaliada conjuntamente com esclarecimentos encaminhados pela concessionária.

A SEDE considera o pedido da GASMIG fora do contexto da consulta pública em discussão. Os dados de investimento foram apresentados respeitando-se o cronograma de trabalho para elaboração da Nota Técnica 01/2018. As informações apresentadas em 22 de janeiro de 2018 não cumpriram o referido cronograma, motivo porque foram desconsideradas.



## **5.9. Uso do Custo Mínimo Histórico por Volume para o Custo de Demais Áreas**

### **Contribuição 45**

*“Ao atualizar os custos realizados de cada ano, o Regulador considerou os valores corrigidos por IGP-M a partir de dezembro de cada ano até o período de junho de 2017. Este tratamento infere que todos os gastos foram desembolsados no fim do ano e não distribuídos ao longo do ano. Para aumentar a homogeneidade é necessário considerar o IGP-M a partir de junho de cada de ano”.*

#### **Resposta**

A SEDE considera válida a contribuição indicada pela concessionária.

### **Contribuição 46**

*“Estes volumes especiais não devem ser considerados no cálculo por se tratar de dados atípicos, que variam demasiadamente conforme os contratos estabelecidos em cada ano e as condições de mercado em que esses preços não são competitivos com os energéticos substitutos que eles deslocam”*

#### **Resposta**

Como os volumes são empregados para obter um custo por unidade, é necessário considerar todo o volume independentemente da fonte contratual. Não é possível considerar que o volume especial não impactará nos custos operacionais. Muitos dos itens de custos de operação e manutenção são sensíveis ao volume, a exemplo do odorante.

### **Contribuição 47**

*“Observa-se, portanto, que a empresa é penalizada mesmo apresentando um desempenho eficiente. A consideração de valores abaixo do benchmarking não é uma prática regulatória adequada. Ao fixar os custos regulatórios com base no custo unitário mínimo, e abaixo dos custos de benchmarking, o regulador está desincentivando a busca contínua de eficiência, que é o principal preceito da regulação por incentivos...”*

#### **Resposta**

Os custos reconhecidos pela SEDE estão baseados em patamares históricos atingidos pela própria concessionária. Não se está penalizando a concessionária já que há o reconhecimento de montantes com valores de eficiência históricos, sem solicitar um esforço adicional ao praticado anteriormente.

Ao contrário do que acontece com a energia elétrica, o setor de gás natural não possui uma base de dados homogeneizada, o que dificulta fazer um estudo de eficiência comparada. Os valores apresentados não constituem uma referência por serem antigos e estarem limitados em quantidade.

Por este motivo a SEDE considera apropriado o emprego dos próprios valores da concessionária para ajustar os custos operacionais eficientes, bem como julga razoável estabelecer um patamar mínimo para a projeção no futuro.

#### **Contribuição 48**

*“Portanto, a GASMIG propõe que o custo unitário médio de R\$ 90,9 mil/m<sup>3</sup> seja aplicado nos volumes projetados das classes automotivo, GNC, Industrial (sem volumes especiais), Cogeração e Uso Geral...”*

#### **Resposta**

Ver resposta na contribuição 47.

### **5.10. Rede interna (projetada)**

#### **Contribuição 49**

*“Diante do exposto, a GASMIG solicita que os gastos com rede interna sejam integralmente reconhecidos durante o 1º ciclo tarifário, de modo a, por um lado, não constituir uma defasagem financeira que onerará a Companhia e por outro lado não representar um impacto acentuado na tarifa do consumidor, visto que o efeito ao consumidor será mais reduzido que aquele observado no percentual de reposicionamento tarifário devido à elevada parcela referente ao preço do gás e transporte na tarifa.”*

#### **Resposta**

A SEDE considera apropriada a metodologia adotada. O diferimento possibilita que a tarifa remunere o custo da rede interna, reduzindo o impacto no ciclo tarifário 2018-2022, em que é previsto expansão desse mercado. Tal diferimento será realizado ao longo de cinco anos com o pagamento de juros atrelados à taxa SELIC vigente em 1º de julho de 2019, equivalente a 6,5% ao ano.

### **5.11. Projeto GNV**

#### **Contribuição 50**

*“Como proposta de ampliação de forma sustentável do segmento de GNV nos Estado de Minas Gerais, colocamos as seguintes contribuições para a 3ª consulta pública para a primeira revisão tarifária da Companhia de Gás de Minas Gerais:*

- I. A GASMIG solicita que os valores propostos na Tabela 29 sejam incorporados aos custos operacionais.*

**Tabela 29 - Custos do Programa - Acelera Minas com GNV**

	Custo do Programa - Acelera Minas com GNV					
	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Bônus GNV	6.000.000	8.000.000	10.000.000	12.000.000	14.000.000	50.000.000
Campanha de Marketing	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	2.500.000

- II. *Projeto Corredores de GNV: reconhecer como ativo da GASMIG os equipamentos para distribuição de GNV instalados em novos postos revendedores nos principais corredores rodoviários do estado, abastecidos via projetos estruturantes (GNC ou GNL), ampliando a oferta desse combustível mais barato e menos poluentes às regiões ainda não atendidas por gasodutos.*
- III. *Estabelecer um valor anual para investimento em Pesquisa e Desenvolvimento, nos mesmos moldes do programa instituído no estado de São Paulo.*
- IV. *Participação da GASMIG em novos mercados – Veículos Pesados: permitir que a GASMIG coparticipe financeiramente de projetos de mobilidade urbana e coleta de resíduos, introduzindo o GNV como combustível alternativo no transporte público e na coleta de resíduos das cidades com disponibilidade de gás natural. Criação de tarifa diferenciada e reconhecimento dos kits, sistemas de abastecimento e demais ativos utilizados no fornecimento do GNV.*
- V. *Incentivo ao transporte público individual de passageiros – Táxi: criação de um programa para conversão da frota de táxi das cidades atendidas pela GASMIG. Aquisição e cessão dos kits GNV em comodato para taxistas. Reconhecimento desses equipamentos como ativo da Companhia. “*

### **Resposta**

A SEDE é consciente dos benefícios do uso do GNV e o impacto positivo que o segmento pode apresentar para o futuro da GASMIG, mas também é responsabilidade do órgão regulador manter a razoabilidade da tarifa e estabelecer a conveniência da inclusão desse incentivo na tarifa.

A Nota Técnica SEDECTES 04/2017 indica os seguintes princípios gerais para a elaboração da proposta tarifária:

“...

- *Fomentar o desenvolvimento do serviço com preços finais concorrentes com os combustíveis alternativos;*
- *Enviar um sinal apropriado do custo da prestação do serviço que incentive o uso eficiente do recurso.”*

A SEDE considera que a inclusão dos incentivos propostos pela GASMIG para o mercado de GNV pode afetar a o desenvolvimento do gás natural nos outros setores e a competitividade do gás natural com os combustíveis alternativos, enviando um sinal inapropriado relativo ao custo da prestação do serviço.

Portanto, considera é considerado adequado não incluir os incentivos propostos pela GASMIG para o segmento GNV na receita requerida do serviço de distribuição.

## 5.12. Receitas irrecuperáveis

### Contribuição 51

*“Portanto, a GASMIG solicita que sejam considerados os dados reencaminhados tendo como base o mês de dezembro de 2017 e o aging entre janeiro e novembro de 2015, resultando em uma inadimplência regulatória de 0,14%.”*

### Resposta

Os dados foram fornecidos pela concessionária fora do cronograma de trabalho. Para aquele momento, a SEDE já tinha desenvolvida a Nota Técnica 01/2018.

Os dados necessários para a determinação das receitas irrecuperáveis foram solicitados pela SEDE no requerimento inicial de informação (Arquivo: SEDE - Requerimento inicial de Informação).

Além disso, a SEDE avaliou os dados fornecidos pela concessionária na contribuição e estimou uma inadimplência regulatória de [%] 0,0005%

O cálculo proposto pela GASMIG no ponto 5 “Receitas Irrecuperáveis” da contribuição (Contribuição relativa à Nota Técnica SEDECTES nº 01-2018) não atinge a metodologia estabelecida no Anexo VI- Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017.

O anexo estabelece o emprego da metodologia denominada “curva de aging”.

*“O presente documento anexo disponibiliza a metodologia para a determinação do valor das inadimplências a partir do método da Curva de Envelhecimento da Fatura, também conhecido como aging.”*

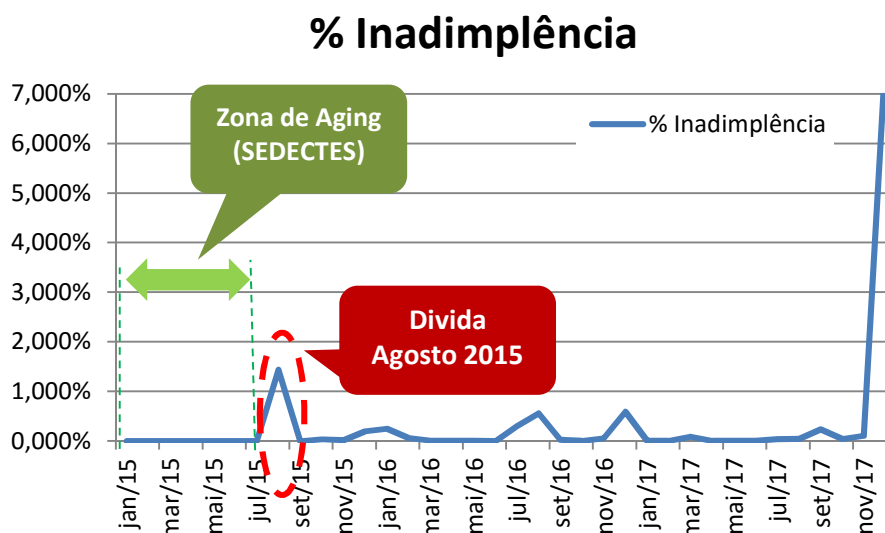
Em sua contribuição a GASMIG estima a média da taxa de inadimplências do período 01/2015 até 11/2015. O período selecionado pela concessionária inclui uma dívida registrada em agosto do 2015 ([R\$] 1.573.171,28 o que representa 1,438% do faturamento total do mês).

Segundo o especificado no anexo V a inadimplências é estimado da seguinte maneira:

*“Visualizando o faturamento realizado e ainda não recebido dos meses anteriores, se obtém a curva de inadimplências. **O ponto onde se estabiliza a porcentagem de inadimplência na curva é chamado zona de aging. A média dos valores de inadimplência registrados na zona de aging será empregado como a taxa regulatória de inadimplência** (percentual regulatório de receitas irrecuperáveis).”*

A SEDE considera que o período selecionado pela GASMIG não atinge o critério de estabilidade já que apresenta um montante atípico e muito superior aos montantes dos outros meses.

**Figura 30: Curva de envelhecimento da fatura da GASMIG – fonte: Arquivo: Anexo 05 - Relatório Inadimplência - Data base 31.12.2017.**



A SEDE considera que a estabilidade acontece antes do mês de agosto 2015 e, portanto, adota como “zona de *aging*” o período de janeiro do 2015 até julho de 2015.

Segundo a metodologia descrita no anexo V, a SEDE estima a inadimplência como a média da taxa de dívidas do período 01/2015 até 07/2015 (zona de *aging*). O resultado obtido é [%] 0,0005.

A taxa de inadimplências regulatória reconhecida é então de [%] 0,0005.

## 5.13. Mercado industrial

### Contribuição 52

*“Em relação ao “produto” firme, foram consideradas na projeção as reduções contratuais solicitadas por grandes clientes, como a Vale do Rio Doce, a empresa de mineração Curimbaba e a Itambé. Entre os motivos alegados pelas Companhias estão a redução de demanda de seu principal produto e a mudança para nova fábrica.”*

### Resposta

Os volumes industriais especificados na Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018 foram estimados a partir dos dados fornecidos pela concessionária no plano de negócios.

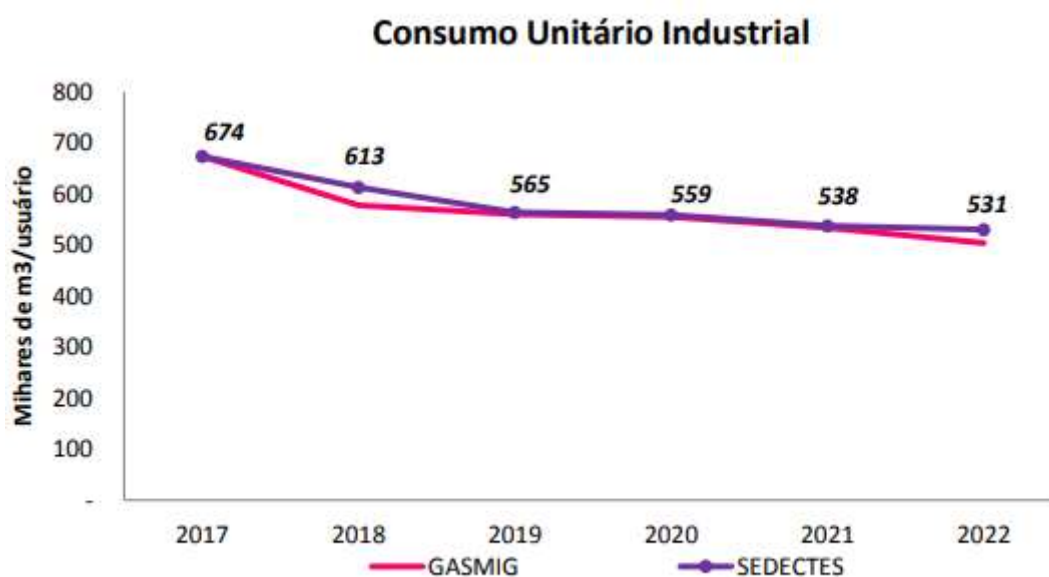
A SEDE considera que o cenário indicado pela concessionária na contribuição pode gerar um processo de Revisão Tarifária Extraordinária conforme especificado na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017. Portanto, considera-se adequado manter a projeção original, podendo a GASMIG requerer uma Revisão Tarifária Extraordinária caso ocorra mudança no consumo da Vale que justifique o uso desse mecanismo.

### Contribuição 53

*“Adicionalmente, é importante ressaltar que o consumo unitário industrial tenderá a cair significativamente com a captação de clientes de menor porte, diferentemente do que ocorreu no passado quando da entrada de clientes importantes, resultado da implantação das linhas tronco do Vale do Aço e do Sul de Minas”*

#### Resposta

Como é possível verificar na Figura 10: Consumo unitário industrial final (1000 m<sup>3</sup>/usuário/mês) da Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018, é constatada uma redução, ano a ano, resultado da avaliação feita pela SEDE.



**Figura 10: Consumo unitário industrial final (1.000 m<sup>3</sup>/usuário/mês) – Proposta SEDECTES.**

Além do exposto, a Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018 especifica as mudanças desenvolvidas pela SEDE nas projeções apresentadas pela concessionária.

### Contribuição 54

*“Pode-se exemplificar o impacto dos contratos destes clientes pelas incertezas geradas pela tragédia da Vale em Brumadinho. Este cliente, que representa 13% do consumo industrial da GASMIG, citou em Fato Relevante de 29/01/2019 a possível paralisação dos seus dois pontos de consumo de gás natural, as plantas pelletizadoras de Fábrica e Vargem Grande.”*

#### Resposta

Ver Resposta à Contribuição 52.

Para os casos descritos pela concessionária, a Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 incorpora a possibilidade de requerer uma Revisão Tarifária Extraordinária. Por este motivo, a SEDE considera apropriado manter a projeção do usuário VALE e caso aconteça a paralisação, restabelecer a condição de equilíbrio econômico financeiro mediante o processo de Revisão Tarifária Extraordinária.

## **5.14. Mercado termoeletrico**

### **Contribuição 55**

*“Diante do exposto, a GASMIG propõe que seja considerado um mecanismo de compensação anual para as diferenças apuradas entre o mercado termoeletrico realizado e projetado devido ao nível de incerteza referente à previsão do comportamento hidrológico. Caso contrário, a concessionária solicita que seja mantido o volume termoeletrico realizado no ano de 2018 para o período 2019-2022, no patamar de 151 milhões m3/ano, em consonância com as perspectivas de redução apresentadas nos mais importantes documentos de previsão de mercado do país.”*

### **Resposta**

A Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 não detalha a aplicação do mecanismo de compensação anual proposto pela concessionária. Além disso, a SEDE vai avaliar o mecanismo de compensação anual proposto pela GASMIG considerando o impacto na estabilidade e previsibilidade das tarifas dos restantes mercados.

A SEDE avalia estabelecer uma resolução específica para definir sua aplicação.

No referente ao consumo, consultar as respostas às contribuições 5 e 6.

## **5.15. Mercado Comercial (PCNR)**

### **Contribuição 56**

*“Sendo assim, como a Secretaria não identifica as empresas comparáveis e os dados utilizados no benchmarking, o que impossibilita a reprodução dos parâmetros e avaliação pela Companhia, a GASMIG solicita que seja considerada a projeção de consumo comercial proposta pela concessionária em seu Plano de Negócios.”*

### **Resposta**

Ver respostas às contribuições 3.3 Volume Unitário PCNR.

## **5.16. Perdas**

### **Contribuição 57**

*“Portanto, como a amostra considerada pela SEDECTES é reduzida, a GASMIG solicita que seja considerado um benchmarking internacional ou amostra de empresas de outro país, como EUA,*

*para o cálculo do percentual médio de perdas regulatórias a ser aplicado na próxima Revisão Tarifária Periódica da concessionária. Nesses casos verifica-se uma perda média de 1,1%.”*

**Resposta**

A taxa de perdas reconhecida na Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018 foi estabelecida na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 – ANEXO VIII e submetida a consulta pública. O anexo VIII detalha as fontes de dados e os motivos de exclusão de algumas concessionárias.

A amostra apresentada pela GASMIG somente contém empresas de distribuição de gás natural dos Estados Unidos e, portanto, não é representativa. O mercado americano apresenta diferenças relevantes no volume e é mais antigo quando comparado com o mercado brasileiro.

## **5.17. Data Base da Moeda da Revisão Tarifária Periódica (RTP)**

**Contribuição 58**

*“Dessa forma, a GASMIG propõe que as tarifas sejam reajustadas em fevereiro de 2019 conforme a previsão do IGP-M para este ano, calculado pelo Boletim Focus do Banco Central, a fim de refletir os custos do ano corrente”.*

**Resposta**

Para as projeções das quantidades monetárias na receita requerida foi utilizada como referência a data de junho de 2017, por ser o último valor de IGP-M disponível no momento da apresentação do plano de negócios por parte da concessionária no processo de revisão tarifária.

Como indicado na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017, a SEDE atualizará o montante final da receita requerida a janeiro de 2019 para evitar a defasagem monetária na tarifa real.

## **5.18. Componente Financeiro Devido ao Atraso da RTO**

**Contribuição 59**

*“Diante do exposto, a GASMIG solicita que seja considerado um componente financeiro adicional na tarifa que possibilite que a Companhia recupere a diferença entre a receita devida com a margem média calculada pela requerida na RTP e a receita faturada desde o início de 2018”.*

**Resposta**

A SEDE está ciente da perda do equilíbrio econômico financeiro causada pelo atraso na conclusão da Revisão Tarifária Ordinária (RTO). Portanto, considera correta a aplicação de um componente destinado a compensar a receita não percebida no período transcorrido, considerando que a concessionária não tem responsabilidade na demora do processo de revisão tarifária.

Contudo, a SEDE entende que a aplicação correta do componente financeiro decorrente do atraso na conclusão da RTO deverá ocorrer na etapa de redesenho tarifário. O procedimento possibilitará que o valor presente líquido mensal das vendas projetadas e realizadas para cada



segmento seja igual ao valor presente da receita requerida, garantindo rentabilidades compatíveis com a taxa regulada.

Na etapa de redesenho tarifário será apresentado um anexo contendo o modelo econômico financeiro destinado a calcular a margem adicional requerida para assegurar o equilíbrio econômico financeiro do período tarifário.

É importante indicar que a compensação financeira é adotada como consequência da demora da aplicação da margem média obtida na avaliação, cuja responsabilidade é da SEDE.

## **5.19. Segregação da Receita Requerida em Comercialização e Distribuição**

### **Contribuição 60**

*“Diante do exposto, a GASMIG propõe que não seja feita a separação do custo de comercialização daquele de distribuição do gás natural neste ciclo tarifário, ficando condicionada à discussão sobre a parcela específica de comercialização quando da instituição de regras mais claras para o desenvolvimento efetivo do mercado livre de gás natural no país”.*

### **Resposta**

A SEDE considera adequada a discriminação da receita requerida em duas componentes, considerando a existência de regulamentação do mercado livre de gás em Minas Gerais que permitiu a existência de consumidores livres a partir de 2014, por meio da Resolução SEDE nº 17, de 09 de dezembro de 2013. A segmentação foi estabelecida na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 e submetida a consulta pública. A segmentação da margem em duas componentes atinge os requerimentos estabelecidos na Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 para o desenho tarifário.

## **6. Sindicato da Indústria de Reparação de Veículos do Estado de Minas Gerais (SINDIREPA)**

### **6.1. Demanda GNV**

#### **Contribuição**

*“No plano de negócios a concessionária apresenta uma previsão de evolução de mercado no período de 2017-2022 no setor automotivo, período no qual se mantém o número de usuários conectados, porém para o consumo considera-se um crescimento de mais de 125%. Como justificar este importante aumento de consumo sem a presença de novos usuários conectados para o GNV?”.*

### **Resposta**

Ver resposta a Contribuição 29. O item 7 desta Nota Técnica contém a proposta da SEDE para o mercado GNV.

## **6.2. Promoção no GNV**

### **Contribuição**

*“...Há alguma alternativa para promoção do GNV mediante outro tipo de campanha? Qual alternativa de financiamento a GASMIG poderia adotar para que a campanha seja realizada? O investimento para realização da campanha, podem ser consideradas como CAPEX?”*

### **Resposta**

Na Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018, a SEDE não proíbe o desenvolvimento da campanha “Acelera Minas com GNV” ou outro mecanismo de financiamento que a GASMIG deseje implementar para desenvolver o setor. A SEDE apenas exclui as despesas geradas por essa campanha da receita requerida do serviço de distribuição de gás natural.

A GASMIG tem liberdade de implementar programas de incentivos respeitando as normas existentes.

As condições que devem ter os ativos para que sejam incorporados à Base de Remuneração Regulatória estão detalhados no ANEXO I - Metodologia de determinação da Base de Remuneração Regulatória (BRR) da Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017.

## **6.3. Promoção no GNV**

### **Contribuição 62**

*“...Há alguma alternativa para promoção do GNV mediante outro tipo de campanha? Qual alternativa de financiamento a GASMIG poderia adotar para que a campanha seja realizada? O investimento para realização da campanha, podem ser consideradas como CAPEX?”*

### **Resposta**

Na Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018, a SEDE não proíbe o desenvolvimento da campanha “Acelera Minas com GNV” ou outro mecanismo de financiamento que a GASMIG deseje implementar para desenvolver o setor. A SEDE somente exclui as despesas geradas por essa campanha da receita requerida do serviço de distribuição de gás natural.

A GASMIG tem liberdade de implementar programas de incentivos atingindo as normas existentes.

As condições que devem ter os ativos para que sejam incorporados à Base de Remuneração Regulatória estão detalhados no ANEXO I - Metodologia de determinação da Base de Remuneração Regulatória (BRR) da Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017.

## 7. Resultados finais

A partir da avaliação dos documentos entregues pelos participantes do processo de consulta pública da Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018 “Proposta de Receita Requerida da Concessionária GASMIG”, a SEDE identificou 62 contribuições ou comentários.

A totalidade das contribuições foi respondida, sendo que 10 dessas contribuições foram aceitas parcial ou totalmente.

A seguir são apresentados os resultados finais obtidos a partir das mudanças propostas e acatadas das contribuições na presente consulta.

### 7.1. Mercado

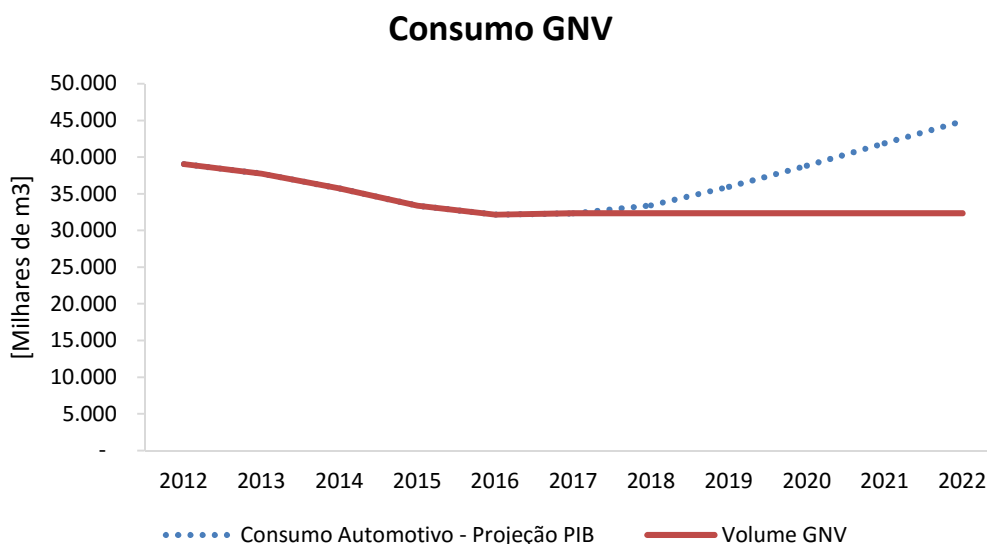
#### Automotivo (GNV)

A partir do estabelecido na contribuição 10, a projeção do consumo do mercado automotivo foi ligada ao crescimento do PIB de Minas Gerais, obtendo os seguintes valores para o período 2018-2022.

**Tabela 19: Projeção do consumo do mercado automotivo (GNV)**

Segmento	2018	2019	2020	2021	2022
Consumo Automotivo - Projeção PIB [Milhares de m3]	33.430	35.979	38.860	41.928	44.921

**Figura 31: Projeção do consumo do mercado automotivo**



O volume do segmento GNV foi projetado considerando a evolução do PIB de Minas Gerais apresentado pela GASMIG no plano de negócios e segundo a correlação obtida na avaliação da evolução histórica apresentada na resposta à contribuição 10.

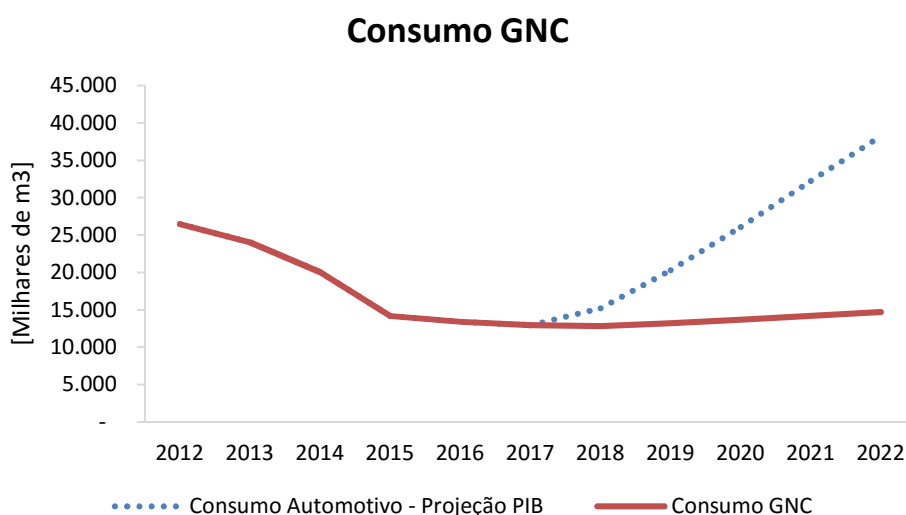
## GNC

A partir do estabelecido na contribuição 11, o consumo do segmento GNC foi ajustado segundo a evolução do PIB de Minas Gerais, obtendo os seguintes montantes projetados para o período 2018-2022

**Tabela 20: Projeção do consumo do mercado GNC**

Segmento	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Consumo GNC - Projeção PIB</b> [Milhares de m <sup>3</sup> ]	15.215	20.331	26.117	32.274	38.284

**Figura 32: Projeção do consumo do mercado GNC**



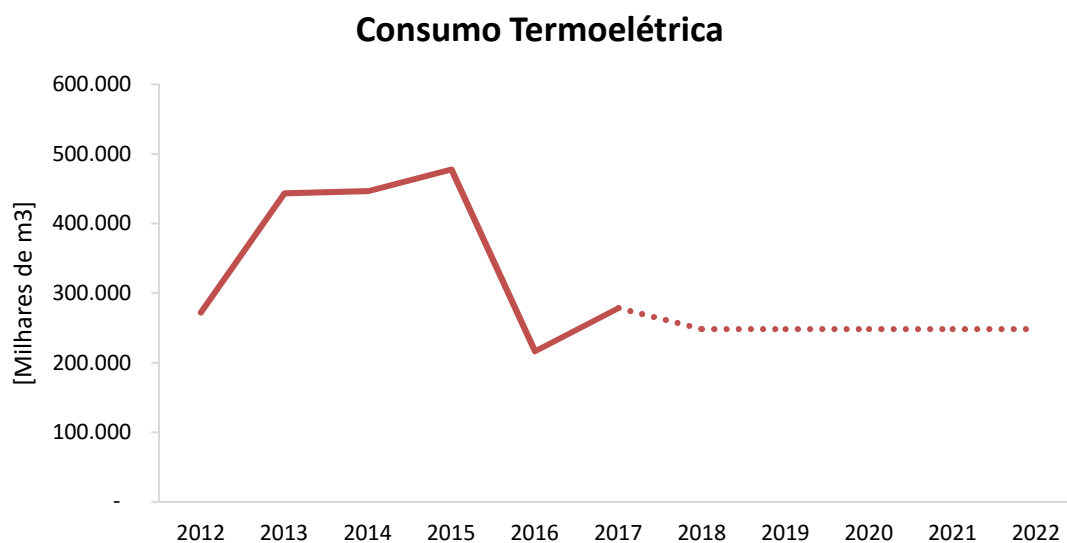
O volume do GNC foi projetado considerando a evolução do PIB de Minas Gerais apresentado pela GASMIG no plano de negócios e segundo a correlação obtida na avaliação da evolução histórica apresentada na resposta à contribuição 11.

## Termoelétrico

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

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

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



**Figura 33: Projeção do consumo mercado termoelétrico**

#### PCNR

A partir do estabelecido na contribuição 9, o consumo unitário do segmento PCNR foi estimado através da mesma metodologia empregada para o segmento comercial, utilizando a mesma amostra de concessionárias e o mesmo intervalo de tempo, excluindo *outliers*.

O valor empregado é 474,54 [m³ mês/usuário PCNR].

A projeção do consumo do segmento PCNR para o período 2018-2022 é a seguinte:

**Tabela 22: Projeção do consumo mercado PCNR**

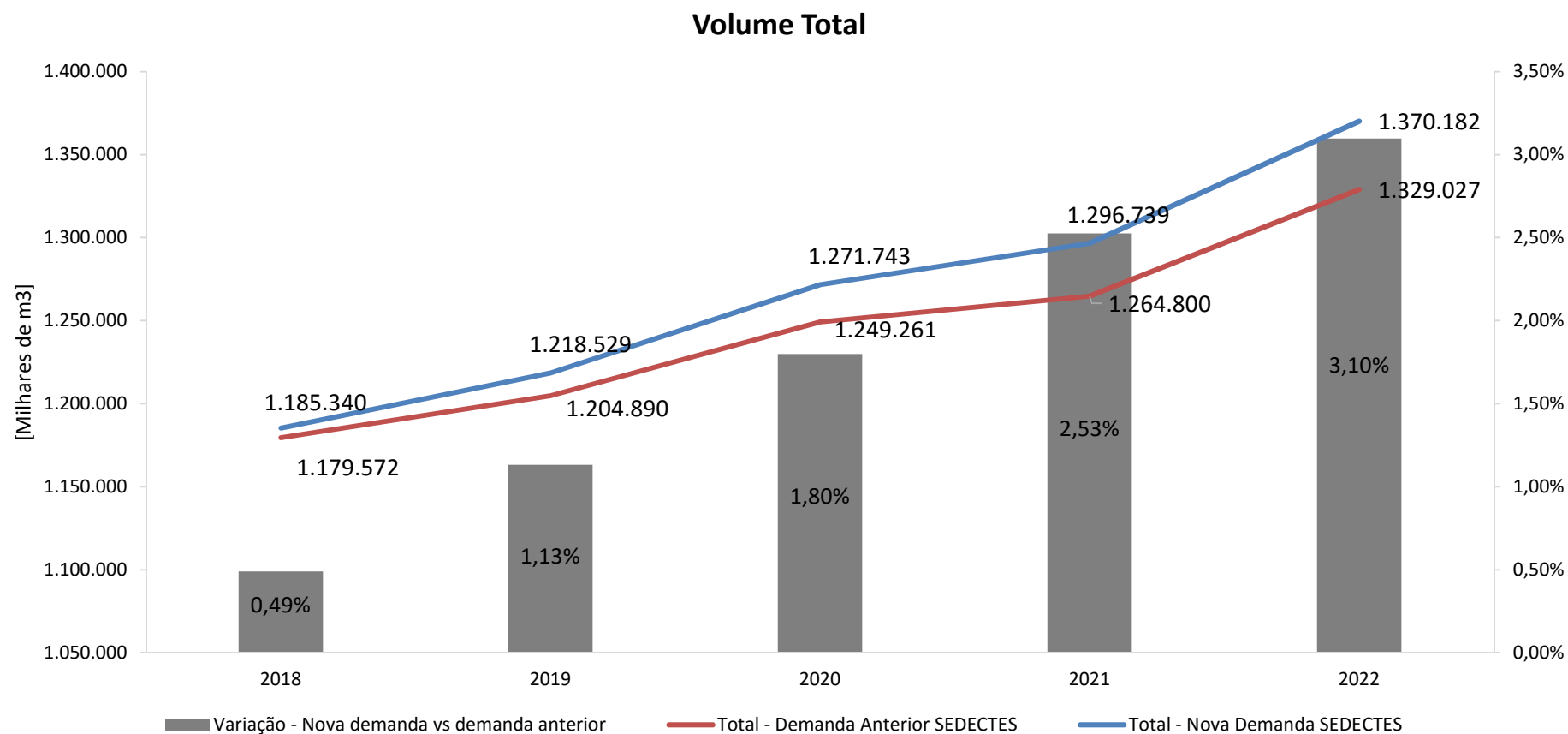
Segmento		2018	2019	2020	2021	2022
PCNR	[Milhares de m³]	5.639	7.695	10.019	12.516	15.061

#### Total

Considerando a totalidade das mudanças detalhadas nos pontos anteriores o volume total projetado para o período 2018-2022 é o seguinte:

**Tabela 23: Projeção do volume para o período 2018-2022**

<b>Segmento [Milhares de m3]</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
Automotivo	32.342	<b>33.430</b>	<b>35.979</b>	<b>38.860</b>	<b>41.928</b>	<b>44.921</b>
GNC	12.974	<b>15.215</b>	<b>20.331</b>	<b>26.117</b>	<b>32.274</b>	<b>38.284</b>
Industrial	849.380	<b>853.699</b>	<b>873.909</b>	<b>912.786</b>	<b>922.692</b>	<b>980.605</b>
PCNR	1.541	<b>5.639</b>	<b>7.695</b>	<b>10.019</b>	<b>12.516</b>	<b>15.061</b>
Residencial	3.578	<b>6.094</b>	<b>8.315</b>	<b>10.826</b>	<b>13.524</b>	<b>16.274</b>
Termelétrico	278,517	<b>248.191</b>	<b>248.191</b>	<b>248.191</b>	<b>248.191</b>	<b>248.191</b>
Uso Geral	9.608	<b>10.826</b>	<b>11.862</b>	<b>12.650</b>	<b>13.342</b>	<b>14.562</b>
Cogeração	12.170	<b>12.245</b>	<b>12.245</b>	<b>12.295</b>	<b>12.273</b>	<b>12.285</b>
-	-	-	-	-	-	-
<b>Total - Demanda SEDE</b>	<b>1,200,110</b>	<b>1.185.340</b>	<b>1.218.529</b>	<b>1.271.743</b>	<b>1.296.739</b>	<b>1.370.182</b>



## 7.2. Base de Remuneração Regulatória Inicial (BRR inicial)

### Ausência dos Ativos que Entraram em Operação em nov./17 e dez./17 na BRR Inicial

Conforme indicado na contribuição 42, foram incorporados na Base de Remuneração Regulatória da concessionária os ativos que entraram em operação em novembro e dezembro de 2017.

Os valores incorporados na BRR inicial são os seguintes:

**Tabela 24: Incorporação de novos ativos na BRR inicial**

Tipo de Ativo	Valor Ativo ajustado (R\$)
Software	2.573.062,9
Equipamentos de Processamento de Dados	9.033,2
Máquinas e Equipamentos Operacionais	113.283,1
Equipamentos e Móveis Administrativos	175,0
Conjunto de Regulagem e Medição – CRM	404.821,1
	<b>3.100.375,4</b>

### Outliers de Tubulação

Conforme indicado na contribuição 37, foi modificado o montante reconhecido para o ativo 3541-0, como consequência do ajuste na extensão da rede (de 83m a 333,37m). Considerando a nova extensão de rede, o ativo já não é considerado *outlier* (metodologia Blox-plot), mantendo o valor original.

**Tabela 25: Ajuste do montante reconhecido do ativo 3541-0**

	Quantidade associada [m]	Valor Aquisição	Valor Ativo ajustado Total (R\$)	Custo Unitário R\$	Outlier
<b>Ativo 3541-0</b>	82,89	101.714	196.866	2.375,03	SIM
	333,37	101.714	196.866	590,53	NÃO

### Total

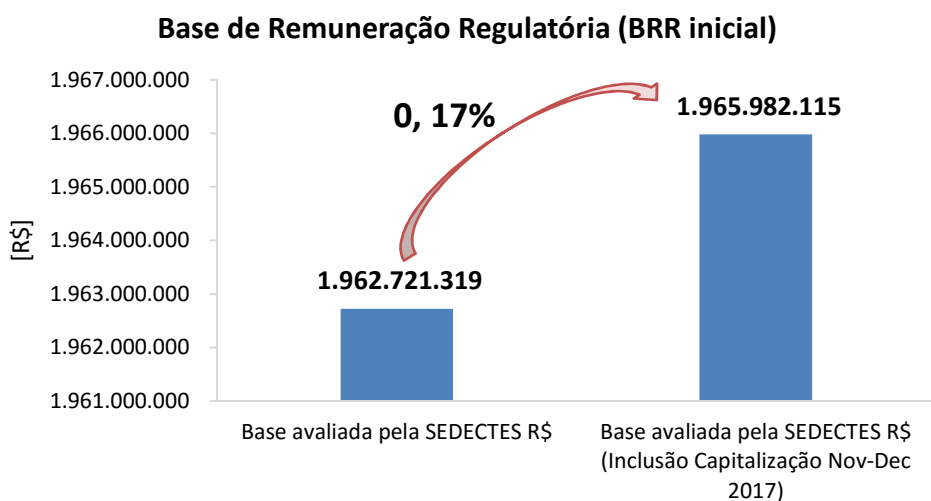
A BRR inicial com a incorporação das mudanças como consequência da avaliação das contribuições é a seguinte:



**Tabela 26: Comparativa BRR inicial**

Classe de ativos	BRR inicial Bruta SEDE R\$	BRR inicial Bruta (contribuições) R\$	Diferença R\$
Servidões permanentes	8.510.808	8.510.808	-
Terrenos	436.818	436.818	-
Tubulações	1.813.326.954	1.813.487.375	160.421
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	13.488.799	13.488.799	-
Máquinas e Equipamentos Operacionais	17.847.890	17.961.173	113.283
Veículos e Equipamentos de Transporte	573.256	573.256	-
Equipamentos e Móveis Administrativos	2.313.592	2.313.767	175
Conjunto de Regulagem e Medição – CRM	99.633.370	100.038.191	404.821
Estação de Transferência de Custódia – ETC	2.317.837	2.317.837	-
Equipamentos de Processamento de Dados	5.105.138	5.114.171	9.033
Caixa de Válvula	7.149.487	7.149.487	-
Válvulas para Gás	47.055.271	47.055.271	-
Sistema de Odorização	3.691.835	3.691.835	-
Sistema Proteção Catódica	5.313.349	5.313.349	-
Software	29.846.960	32.420.023	2.573.063
Aportes de Terceiros	- 93.890.044	- 93.890.044	-
IEA	-	-	-
<b>Total</b>	<b>1.962.721.319</b>	<b>1.965.982.115</b>	<b>3.260.796</b>

A BRR inicial bruta foi acrescentada em 0,17% a partir da incorporação dos investimentos de novembro e dezembro de 2017 e o ajuste no valor do ativo 3541-0.



A BRR inicial líquida reconhecida é a seguinte:

**Tabela 27: BRR inicial líquida ajustada a partir das contribuições**

Base de Ativos Líquida Inicial [R\$]	
Contas	Dez 2017
Servidões permanentes	8.510.808
Terrenos	436.818
Tubulações	1.325.611.237
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	8.755.637
Máquinas e Equipamentos Operacionais	9.230.688
Veículos e Equipamentos de Transporte	188.031
Equipamentos e Móveis Administrativos	349.963
Conjunto de Regulagem e Medição – CRM	28.770.869
Estação de Transferência de Custódia – ETC	767.547
Equipamentos de Processamento de Dados	793.637
Caixa de Válvula	3.170.415
Válvulas para Gás	13.235.268
Sistema de Odorização	572.208
Sistema Proteção Catódica	-
Software	13.068.722
Aportes de Terceiros	- 38.990.760
<b>TOTAL</b>	<b>1.374.471.088</b>

### 7.3. Custos Operacionais

#### Atualização pelo IGP-M e ajuste pela mudança do volume

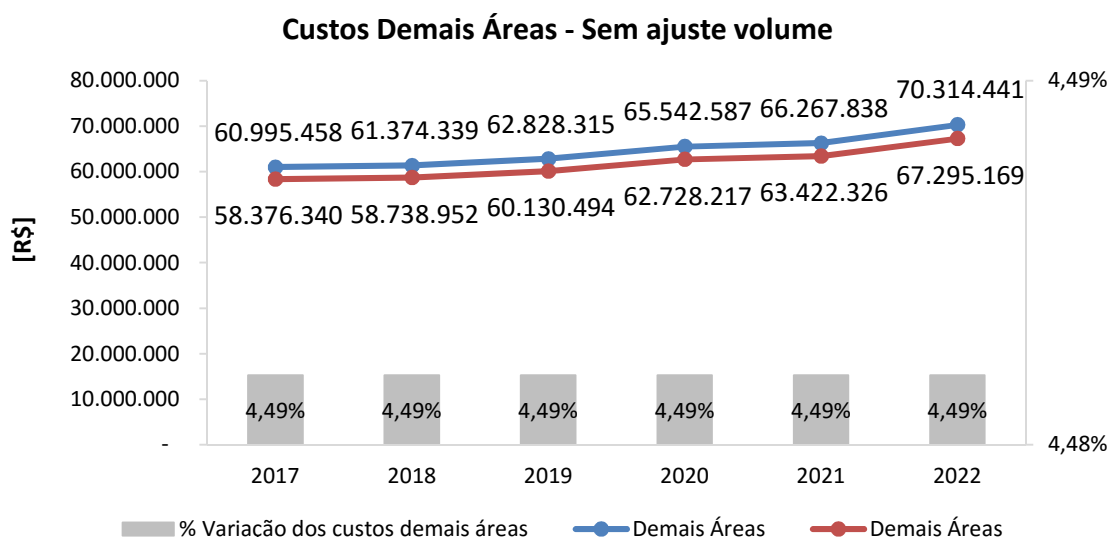
Conforme indicado na contribuição 45, foi modificado o critério de atualização dos custos históricos pelo IGP-M, considerando o valor do IGP-M de junho de cada ano. Considerando este critério, o custo mínimo unitário utilizado na projeção dos custos para as demais áreas foi corrigido, passando de 65,5 R\$/mil m<sup>3</sup> a 68,4 R\$/mil m<sup>3</sup>.

Considerando a mudança indicada no parágrafo anterior os custos do item “demais áreas” são os seguintes:

**Tabela 28: Projeção dos custos “demais áreas” produto da mudança do critério de aplicação do IGP-M**

Custos demais áreas (sem ajuste volume)					
Categoria	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Demais Áreas [R\$]</b>	61.374.339	62.828.315	65.542.587	66.267.838	70.314.441

**Figura 33: Projeção dos custos “demais áreas” produto da mudança do critério de aplicação do IGP-M.**



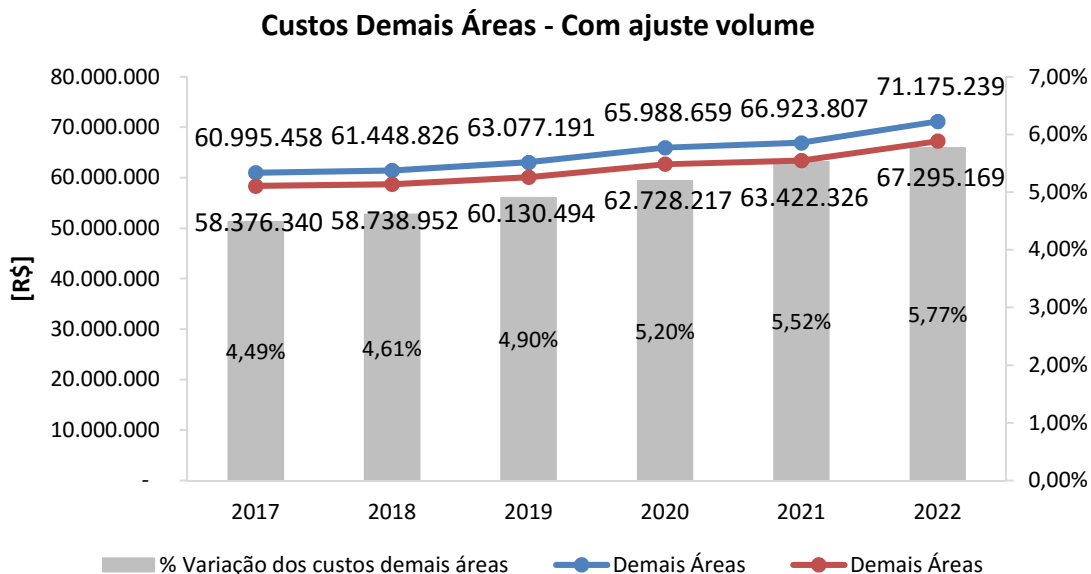
#### Mudança do volume projetado

Como a conta “demais áreas” do OPEX é projetada como o produto entre volume e o valor unitário (68,4 R\$/mil m<sup>3</sup>), as mudanças do volume projetado como consequência da avaliação das contribuições 9, 10, 11 e 13 impactam na projeção dos custos obtendo os seguintes valores:

**Tabela 29: Projeção custos “demais áreas” produto da mudança do ajuste volume**

Custos demais áreas (com ajuste volume)					
Categoria	2018	2019	2020	2021	2022
Demais Áreas [R\$]	61.448.826	63.077.191	65.988.659	66.923.807	71.175.239

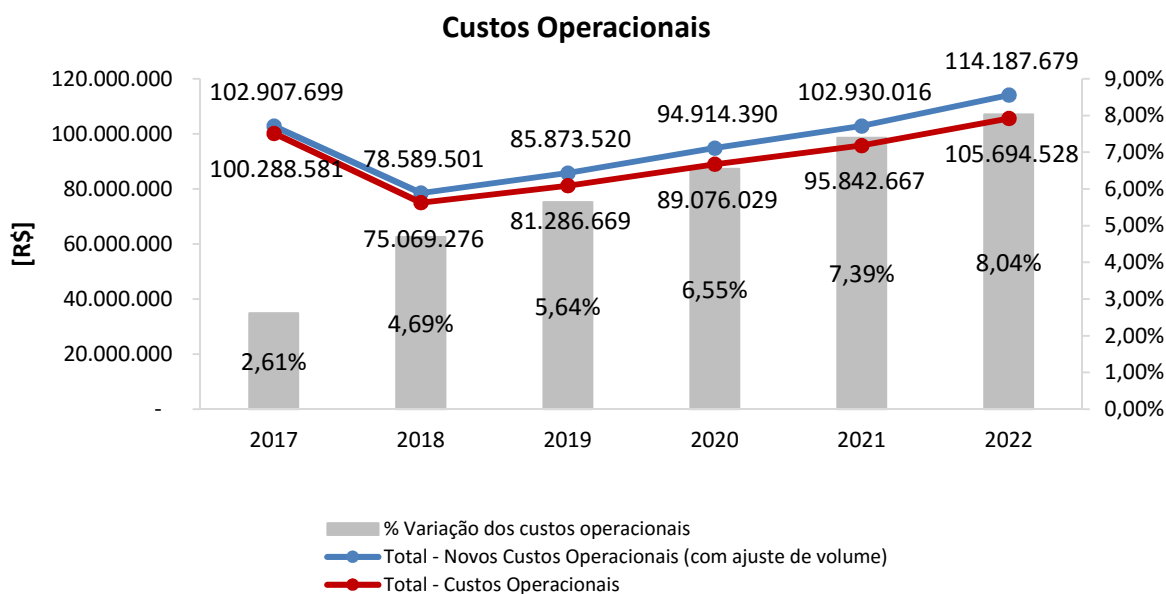
**Figura 34: Projeção dos custos “demais áreas” com ajuste de volume**



### Custos operacionais totais

Produto das mudanças indicadas nos pontos anteriores, a projeção dos custos operacionais totais, considerando as mudanças no consumo, é a seguinte:

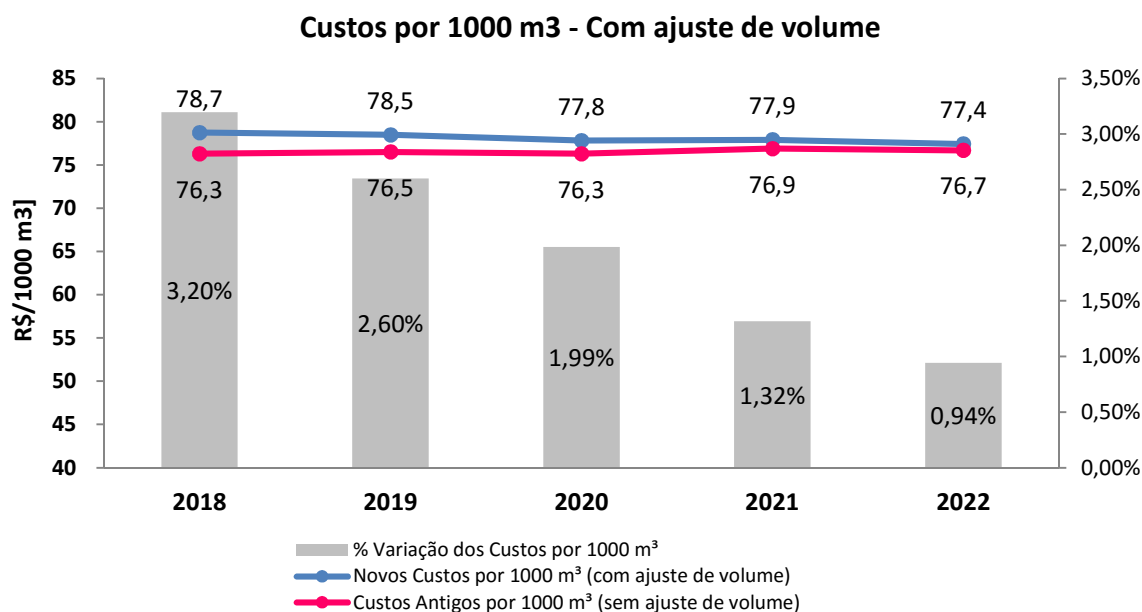
**Figura 35: Projeção dos custos operacionais totais**



### Custos por 1000 m<sup>3</sup>

Novamente, como resultado das alterações de volume decorrentes dos pontos anteriormente mencionados, a projeção dos custos por 1000 m<sup>3</sup> sofreu alterações conforme o gráfico a seguir:

**Figura 36: Projeção dos custos por m<sup>3</sup>.**



## 7.4. Investimentos

### Investimentos em Andamento (IEA)

A partir das mudanças introduzidas pela contribuição 40, os investimentos em andamento encaminhados pela concessionária e incorporados aos investimentos projetados são os seguintes:

**Tabela 30: Investimentos em andamento (IEA) aprovados**

IEA Reconhecido		
Z00910 IEA - SOFTWARE	[R\$]	2.410.213
Z00904 IEA-MÁQ. E EQUIPOS	[R\$]	4.773.104
Z00906 IEA-MÓVEIS E UTENSÍL	[R\$]	66.094
Z00912 IEA-ESTUDOS/PROJETOS	[R\$]	20.116.914
<b>TOTAL</b>	<b>[R\$]</b>	<b>27.366.325</b>

Os investimentos em andamentos são incorporados na BRR da concessionária no ano de 2018.

### Juros sobre obras em andamento

Como é indicado na resposta à contribuição 39, foi modificada a metodologia de aplicação dos JOA alterando o montante dos investimentos (projetos de expansão) incorporados na BRR da concessionária.

### 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

**Figura 37: Investimentos projetados**



Com as mudanças incorporadas a partir da revisão das contribuições, os investimentos reconhecidos cresceram 4,52%.

**Tabela 32: Comparativa investimentos projetados (2018-2022)**

	[Milhares de R\$]
Investimentos (pre consulta)	379.925
Investimentos (post consulta)	397.109
	4,52%

## 7.5. Evolução da BRR líquida

A evolução da BRR líquida obtida é a seguinte:

**Tabela 33: Evolução da BRR líquida**

BRRL [R\$]						
Contas	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Servidões permanentes	8.510.808	8.510.808	8.510.808	8.510.808	8.510.808	8.510.808
Terrenos	436.818	436.818	436.818	436.818	436.818	436.818
Tubulações	1.325.611.237	1.340.287.912	1.321.049.925	1.299.242.098	1.335.323.181	1.330.590.266
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	8.755.637	8.431.762	9.652.640	10.109.408	9.350.004	8.600.389
Máquinas e Equipamentos Operacionais	9.230.688	15.072.485	18.871.827	20.083.592	21.267.345	21.862.896
Veículos e Equipamentos de Transporte	188.031	99.882	35.025	16.751	-	-
Equipamentos e Móveis Administrativos	349.963	1.798.590	2.811.741	3.640.488	4.359.914	4.960.553
Conjunto de Regulagem e Medição – CRM	28.770.869	28.036.503	29.604.364	30.153.698	27.279.770	23.796.513
Estação de Transferência de Custódia – ETC	767.547	613.025	461.907	321.796	197.669	143.858
Equipamentos de Processamento de Dados	793.637	434.606	161.297	42.294	5.834	- 0
Caixa de Válvula	3.170.415	2.902.529	2.634.643	2.366.756	2.112.294	1.880.785
Válvulas para Gás	13.235.268	10.342.650	7.519.378	5.116.230	3.905.822	2.745.323
Sistema de Odorização	572.208	362.310	152.413	72.603	57.836	43.069
Sistema Proteção Catódica	-	-	-	-	-	-
Software	13.068.722	15.648.849	13.474.630	12.241.392	11.330.693	10.560.514
Aportes de Terceiros	- 38.990.760	- 38.990.760	- 38.990.760	- 38.990.760	- 38.990.760	- 38.990.760
Capital de Giro	11.450.000	11.450.000	11.450.000	11.450.000	11.450.000	11.450.000
Estoque Reconhecido	6.369.782	6.672.830	6.870.103	7.055.562	7.418.479	7.656.416
<b>TOTAL</b>	<b>1.392.290.870</b>	<b>1.412.110.799</b>	<b>1.394.706.759</b>	<b>1.371.869.534</b>	<b>1.404.015.707</b>	<b>1.394.247.448</b>

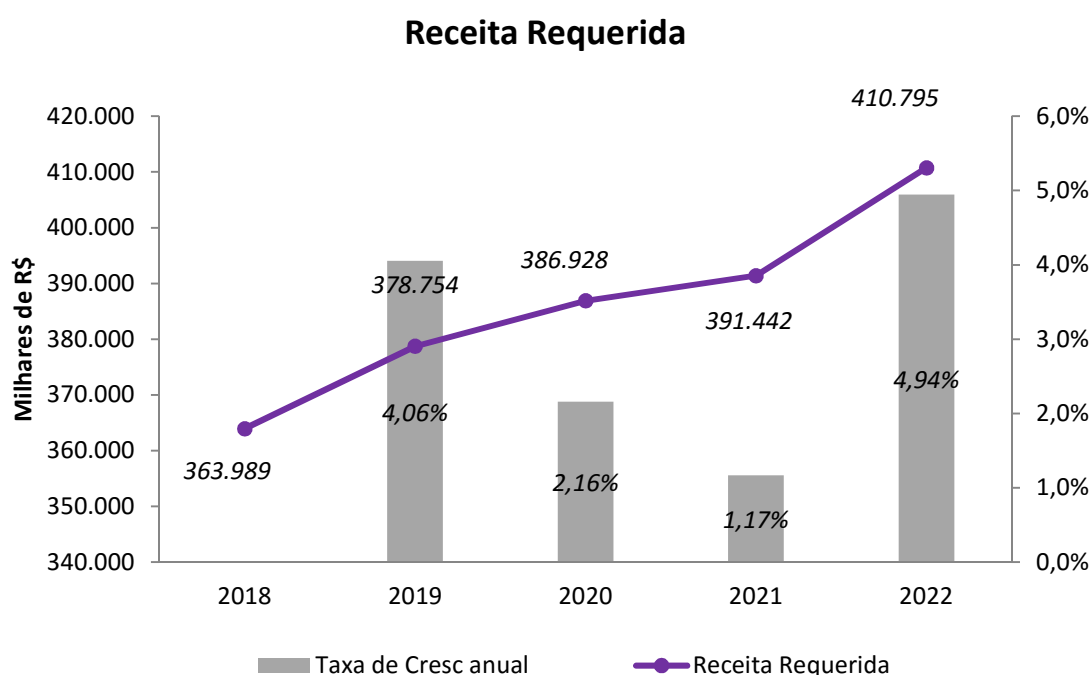
## 7.6. Receita requerida e margem média

A nova receita requerida obtida a partir da avaliação das contribuições é a seguinte:

**Tabela 34: Receita requerida**

Receita Requerida [R\$]					
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
<b>Custo de Capital</b>	<b>211.375.069</b>	<b>214.384.094</b>	<b>211.741.844</b>	<b>208.274.738</b>	<b>213.155.112</b>
Base de Ativos	208.669.702	197.525.524	186.480.057	175.683.658	165.326.684
Investimentos	-	14.107.194	22.480.463	29.781.599	44.963.850
Capital de Giro	1.738.318	1.738.318	1.738.318	1.738.318	1.738.318
Estoque Reconhecido	967.049	1.013.057	1.043.007	1.071.163	1.126.260
<b>OPEX</b>	<b>78.589.501</b>	<b>85.873.520</b>	<b>94.914.390</b>	<b>102.930.016</b>	<b>114.187.679</b>
<b>Depreciação</b>	<b>74.016.338</b>	<b>78.488.125</b>	<b>80.263.275</b>	<b>80.228.087</b>	<b>83.443.416</b>
Base de Ativos	73.404.759	72.754.579	71.114.001	68.219.592	66.359.840
Investimentos	611.578	5.733.546	9.149.273	12.008.495	17.083.576
<b>Outros Custos</b>	<b>7.917</b>	<b>8.260</b>	<b>8.475</b>	<b>8.745</b>	<b>8.841</b>
Rec. Serv. Taxados	-	-	-	-	-
Outras Receitas	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>363.988.824</b>	<b>378.753.999</b>	<b>386.927.984</b>	<b>391.441.586</b>	<b>410.795.048</b>
		4.06%	2.16%	1.17%	4.94%

**Figura 38: Receita requerida.**





A margem média é a seguinte:

**Tabela 35: Determinação da margem média**

VP Receita Requerida [R\$]	1.456.296.194
VP Volume [m3]	4.774.077.785
<b>Margem Média [R\$/m3]</b>	<b>0,3050</b>

## **8. Referências**

Contrato de concessão para a exploração Industrial, Comercial, Institucional e Residencial dos serviços de gás canalizado no estado de Minas Gerais.

Primeiro termo aditivo do contrato de concessão.

Segundo termo aditivo do contrato de concessão.

Contribuição CP SEDECTES - Revisão Tarifária Periódica GASMIG\_ABRACE

Contribuição Consulta Pública – FIEMG.

Contribuição-GASMIG-Receita Requerida-08-02-2019 e Anexos.

Consultas SEDECTES - Primeira Revisão Tarifária GASMIG – SINDIREPA.

CT 01419 - Contribuições ABEGÁS - 1º RTP GASMIG - Receita Requerida.

Nota Técnica SEDECTES nº 04/2017 e Anexos.

Nota Técnica SEDECTES nº 01/2018.

Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) Submódulo 2.3. Base de Remuneração Regulatória.

Projeção de geração do parque termelétrico do Rio de Janeiro para o horizonte de 5 anos – Preparado para CEG e CEG Rio.