



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado da Casa Civil e Desenvolvimento Econômico
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

AVISO

CONSULTA PÚBLICA nº 04/2018

A AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA, DE ACORDO COM CAPÍTULO X DO REGIMENTO INTERNO, SUBMETE À CONSULTA PÚBLICA, a proposta da 4ª Revisão Quinquenal da concessionária CEG, objeto do processo E-12/003/124/2017, tendo em vista as definições que estabelecerão os novos Limites Tarifários e Base Remunerada da Concessionária a serem praticados no quinquênio 2018-2022, nos termos do Contrato de Concessão celebrado entre a Concessionária CEG e o GOVERNO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO.

Através desse procedimento, a Agência visa envolver a sociedade na discussão, dando transparência ao processo e obter subsídios e informações dos agentes econômicos, consumidores e demais interessados para ajudar na identificação dos aspectos relevantes da matéria em questão e na elaboração, desenvolvimento e definição do tratamento regulatório específico.

Período de contribuição de 26 de fevereiro a 26 de março de 2018, conforme disposto no REGULAMENTO DA CONSULTA PÚBLICA.

A documentação e demais dados específicos sobre a matéria, estarão à disposição dos interessados, nos seguintes endereços:

INTERNET:

www.agenersa.rj.gov.br, no link Regulação/Consultas Públicas

AGENERSA:

à Avenida Treze de Maio, nº. 23, 26º andar - sala 2602 - Edifício Darke, Centro /Rio de Janeiro/RJ.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado da Casa Civil e Desenvolvimento Econômico
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

A AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA, comunica aos interessados que os anexos da proposta, estão amparados em cláusulas de confidencialidade constantes do contrato de concessão.



Governo do Estado do Rio de Janeiro
Secretaria de Estado da Casa Civil e Desenvolvimento Econômico
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

REGULAMENTO DA CONSULTA PÚBLICA N. 04/2018

I - OBJETIVO

A Consulta Pública tem por objetivo recolher contribuições e informações da proposta de revisão de tarifas para o quinquênio 2018-2022 da Concessionária CEG.

1. PROCESSO N. E-12/003/124/2017 - CONCESSIONÁRIA CEG - PROPOSTA DA QUARTA REVISÃO TARIFÁRIA QUINQUENAL

II - DISPONIBILIZAÇÃO DE INFORMAÇÕES

A proposta e as contribuições recebidas durante a **CONSULTA PÚBLICA 04/2018** poderão ser consultados na Secretaria Executiva da **AGENERSA** entre os dias **26 DE FEVEREIRO A 26 DE MARÇO DE 2018** (de 9h às 16:30h), à Avenida Treze de Maio, nº. 23, 26º andar - sala 2602 - Edifício Darke, Centro, Rio de Janeiro e no endereço eletrônico www.agenersa.rj.gov.br, no link Regulação/Consultas Públicas.

O processo de Consulta Pública compreende as seguintes etapas:

23/02		Início e Disponibilização das propostas no site
26/02	a	Período de recebimento das contribuições e informações
26/03		Encerramento da Consulta Pública.

III. DA PARTICIPAÇÃO E CONTRIBUIÇÃO

A participação é aberta a todos os interessados nos termos deste regulamento e das disposições legais.

Os interessados podem enviar contribuições das seguintes formas:

- Correspondência enviada à **AGENERSA**, para o endereço: Av. Treze de Maio, Nº 23 / 23º andar, Centro - Rio de Janeiro/RJ - CEP: 20.031-902. As contribuições que forem entregues diretamente no Protocolo da AGENERSA, devem respeitar o horário de funcionamento do setor: **de segunda à sexta-feira, das 9h às 12h30 e das 13h30 às 16h30.**
- INTERNET - Através de correio eletrônico: consultapublica@agensa.rj.gov.br;

As contribuições enviadas devem estar devidamente identificadas com o nome do autor, endereço completo, forma de contato (telefone, fax, endereço eletrônico), nome da empresa ou instituição que representa (quando for o caso).

Adicionalmente, nas referidas contribuições deverá ser feita referência à proposta em análise:

PROCESSO N. E-12/003/124/2017 - CONCESSIONÁRIA CEG - PROPOSTA DA QUARTA REVISÃO TARIFÁRIA QUINQUENAL

As contribuições encaminhadas serão disponibilizadas, na página eletrônica da **AGENERSA**.

Rio de Janeiro/RJ, 27 de Novembro de 2017.

PRESI-015/17

À

Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – AGENERSA

Rua 13 de maio, nº 23 – 23º andar

A/C. Ilmo. Senhor José Bismarck Vianna de Souza*Conselheiro-Presidente da AGENERSA***Assunto:** Entrega do Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas da CEG.**Prezado Senhor,**

Vimos através desta, encaminhar o Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas onde consta a proposta do índice de reposicionamento de margem "m" a ser aplicado na estrutura tarifária que vigorará no período de 01/jan/2018 a 31/dez/2022, assim como as projeções de demanda, custos e investimentos deste mesmo período que suportam tal proposta.

Desde já, requeremos que o item 6.3.2.1, referente a Projeção de Custos de Suprimento de Gás para o Mercado Convencional no Período 2018- 2022, e os itens 2 e 3 do Anexo 12 referentes ao histórico de quantidade diária contratada de gás natural e seus preços de aquisição, sejam tratados com CONFIDENCIALIDADE, tendo em vista que estão amparados em cláusulas de confidencialidade constantes do contrato assinado entre a Concessionária e seu fornecedor de gás natural.

A presente documentação é apresentada nesta data tendo em vista o prazo adicional concedido pela AGENERSA e pelo Poder Concedente, através da Secretaria de Desenvolvimento Econômico, conforme manifestação constante dos Ofícios AGENERSA/PRESI/SECEX nº 378/2017, de 26/10/2017, e Of.CC/SDE nº 71/2017, de 20/10/2017.




AGENERSA Protocolo	
ID	5349
Data	27/11/2017
Horário	13:40
Rubrica	

Função: Secex
Assine: AGENERSA

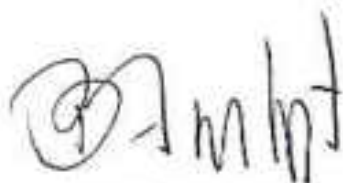
Sede Corporativa
Av. Presidente Vargas, 1.001
7º, 8º e 9º andares - Centro
Cep 20071-004 - Rio de Janeiro
RJ - Brasil
Tel.: +55 21 3115-6665
www.gasnaturalfenosa.com.br

Cabe lembrar que a Concessionária está entregando sua proposta de revisão de tarifas para o quinquênio 2018-2022, deixando desde já externado que o plano de investimentos e tarifas ora apresentados consideram o conjunto de sua proposta e principalmente os temas prioritários indicados na correspondência PRESI 012/2017, em anexo ao Relatório (Documento de Referência 8).

Como premissa básica da proposta ora apresentada, ressaltamos que caso os parâmetros considerados pela Concessionária sejam alterados, esta Concessionária se reserva o direito de promover alterações e ajustes na presente proposta de revisão de tarifas.

Cordialmente, colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos que se façam necessários ao trâmite deste processo, visando dar o máximo de transparência, celeridade e buscando mitigar eventual desequilíbrio econômico financeiro e subsequente necessidade de compensações futuras. Desde já, agradecemos a atenção dispensada a nosso pleito.

Atenciosamente,



Bruno Ambrust
Diretor Presidente




Alberto Gonzalez
Diretor Geral

ceg

gasNatural 
fenosa

CEG

**Relatório Geral da
4ª Revisão Quinquenal de Tarifas
2018-2022**

INDICE

1. Sumário	3
2. Introdução	11
2.1. Objetivo do Documento	11
2.2. Antecedentes	11
2.2.1. Da Alteração da Metodologia de Remuneração dos Ativos.....	11
2.2.2. Da Alteração da Classificação Contábil	11
2.2.3. Da Dilação do Prazo	12
2.2.4. Da Condição Precedente	12
2.3. A Rede de Distribuição e Área de Concessão.....	12
3. Entorno Regulatório e Institucional	13
3.1. O Marco Regulatório	13
3.2. O Modelo Regulatório da Concessão.....	14
3.3. O Processo de Revisão Quinquenal de Tarifas Limite.....	14
4. Taxa de Remuneração de Capital	17
5. Projeção de Margem Total Não Reposicionada	20
5.1. Projeção de Demanda	20
5.1.1. Mercado Residencial	20
5.1.2. Mercado Comercial.....	22
5.1.3. Mercado Industrial e Petroquímico.....	23
5.1.4. Mercado de Cogeração, Geração Distribuída e Climatização.....	23
5.1.5. Mercado Automotivo - GNV	24
5.1.6. Mercado Termelétrico	24
5.1.6.1. Metodologia Utilizada pela PSR.....	25
5.1.6.2. Projeção de Vendas das UTE's para o Quinquênio 2018-2022	26
5.1.7. Resumo da Projeção de Demanda por Mercado.....	27
5.2. Projeção de Margem Total Não Reposicionada	29
5.2.1. Mercado Residencial	29
5.2.2. Pequeno Comércio	29
5.2.3. Grande Comércio e Industrial	29
5.2.4. Gás Natural Veicular - GNV.....	30
5.2.5. Térmicas	30
5.2.6. Gás Liquefeito de Petróleo - GLP	30
6. Custos Operacionais - OPEX	31
6.1. Despesas Operacionais	31
6.1.1. Gastos de GNC	32
6.2. Despesas de Pessoal	33
6.3. Outras Despesas	34

6.3.1. Provisões.....	34
6.3.2. Perdas de Gás.....	34
6.3.2.1. Projeção de Custos de Suprimento de Gás para o Mercado Convencional no Período 2018- 2022	36
6.3.3. Gastos com Odorante.....	40
6.4. Resumo de Projeções de OPEX.....	40
7. Receitas Correlatas.....	41
8. Plano de Investimentos.....	42
8.1. Investimentos Singulares.....	42
8.2. Investimentos Fixos.....	43
8.3. Investimentos Variáveis.....	45
9. Base de Remuneração dos Ativos - BRA.....	47
9.1. Ativos a serem Remunerados.....	47
9.2. Atualização dos Ativos pelo IGP-M.....	48
9.3. Base Inicial de Remuneração de Ativos.....	48
9.4. Depreciação dos Ativos.....	49
9.5. Base Final de Remuneração de Ativos.....	50
10. Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior.....	51
10.1. Apuração do saldo de investimentos não realizado no quinquênio 2013 -2017.....	51
10.2. Metodologia de Cálculo da Compensação.....	53
10.3. Memória de Cálculo da Compensação.....	53
11. Deduções da Base de Cálculo dos Impostos.....	56
12. Compensação de Retroatividade da 3ª Revisão Tarifária.....	57
13. Custos Autorizados pela Agencia Reguladora.....	59
13.1. Processo E-12/003/413/2015 - <i>Call Center</i>	59
13.2. Processos E-12/003/203/2016 e E-12/003/242/2016 - <i>Fazenda Botafogo</i>	59
14. Índice de Reposicionamento Tarifário - <i>m</i>	60
15. Estrutura Tarifária Proposta.....	61
16. Anexos.....	62
16.1. Documentos Anexos deste Relatório.....	62
16.2. Documentos de Referência.....	62

1. Sumário

Contexto Macroeconômico e Energético

Fazendo-se uma retrospectiva do quinquênio que se encerra (2013 -2017), observa-se que foi um quinquênio com complexidade econômica importante, com forte recessão nos anos de 2015 e 2016. Em 2017, houve uma estabilização econômica, com uma expectativa de lenta retomada muito dependente de medidas de ajustes fiscais. O Rio de Janeiro, em especial, tem sua situação econômica agravada em função do elevado grau de dependência da indústria do petróleo, onde se espera uma retomada ainda mais lenta de crescimento.

Assim, a atividade de distribuição de gás canalizado no Estado do Rio de Janeiro terá como principal vetor a expansão de suas redes para continuidade do processo de universalização e massificação do gás natural no Estado do Rio de Janeiro.

Quanto ao setor de óleo e gás, recentes previsões da U.S. Energy Information Administration (EIA), para o ano de 2018, apontam elevação da cotação do WTI e do BRENT. Já para o preço do gás natural (Henry Hub) a previsão da EIA é um cenário de leve elevação/estabilidade. Portanto, o custo de aquisição de gás natural da Concessionária, principal parâmetro que determina a competitividade das tarifas para o mercado industrial, deve acompanhar, ao cenário anteriormente citado para o WTI/BRENT, devido a parametrização contratual do custo de aquisição de gás à cotação internacional dos óleos combustíveis.

Dentro deste contexto, a presente proposta de revisão quinquenal de tarifas, resultará num incremento de, aproximadamente, 7% na tarifa limite média a ser praticada para os consumidores finais da Concessionária.

Resumo da Proposta

Ao apresentar o presente relatório, referente à 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG (“CONCESSIONÁRIA”), que irá vigorar durante o quinquênio 2018-2022, a CONCESSIONÁRIA acredita estar atendendo a todas as condições estabelecidas no Contrato de Concessão celebrado em 21 de julho de 1997, entre a CONCESSIONÁRIA e o Poder Concedente, relativas aos procedimentos e informações lá estabelecidos para os processos de Revisão Quinquenal de Tarifas Limite, bem como as diretrizes deliberadas nos processos das Revisões Quinquenais de Tarifas Limite anteriores.

Para auxiliar na elaboração deste relatório e, ainda, desenvolver análises e modelagens especializadas, a CONCESSIONÁRIA contratou a **NOVIX**, consultoria com vasta experiência, nacional e internacional, no desenvolvimento de estudos e modelagem de várias questões, entre elas, regulação no setor energético e, especialmente no de gás natural. Além desta, foi contratada a **Boston Consulting Group (BCG)**, renomada instituição, com notória especialização para o tema da taxa de remuneração. A consultoria **Quantum do Brasil Ltda.** foi contratada para fornecer análise e proposta do consumo unitário residencial/comercial da CONCESSIONÁRIA com o objetivo de embasar a projeção da demanda para o próximo ciclo tarifário. A consultoria **PSR** elaborou estudo técnico referente às projeções de geração do parque termelétrico do Rio

Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

de Janeiro, que foram utilizadas nas nossas estimativas de vendas para o segmento termelétrico no horizonte dos próximos 5 anos, enquanto que a **FGV e Deloitte** foram contratadas para elaborar, de forma independente, propostas de metodologia a ser aplicada na compensação da remuneração recebida, no quinquênio 2013-2017, por investimentos não realizados.

Os valores apresentados neste documento são referenciados em moeda de dezembro de 2016.

A seguir são apresentados os principais elementos desta 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite, utilizados na metodologia de Fluxo de Caixa Livre da Empresa onde é determinado o índice de reposicionamento da margem da tarifa limite vigente a partir de 01 de janeiro de 2018.

A. Taxa de Remuneração de Capital

A taxa de remuneração de capital, a ser utilizada como taxa de desconto no FCLE foi calculada Boston Consulting Group (BCG), a partir das diretrizes estipuladas no § 9º, da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, conforme apresentada no item 4 deste documento, sendo a mesma igual a 12,23%.

B. Margem Total Não Reposicionada

Para obtenção da margem total não reposicionada toma-se por base a projeção de demanda por mercado para o quinquênio 2018-2022 e as margens unitárias vigentes em 31/12/2016, sem a parcela da retroatividade.

No **Erro! Fonte de referência não encontrada.** abaixo, tem-se as projeções de demanda para o quinquênio 2018-2022. Tais projeções foram elaboradas por mercado, tomando-se como base a realidade histórica, o potencial de mercado, os cenários específicos para determinados segmentos e os projetos singulares, que se encontram detalhadas no item 5. A evolução da demanda projetada para o quinquênio 2018-2022 representa a manutenção do mercado convencional com crescimento médio anual de 0,2%, resultando numa projeção total de demanda de 2.060,15 Mm³/ano em 2022.

Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Quadro 1: Projeção de Demanda para o Quinquênio 2018-2022

CEG	Demanda Projetada (Mm ³ /ano)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial (*)	114,47	115,26	115,89	116,36	116,67
Comercial	57,43	58,96	60,57	62,27	64,00
Climatização	6,63	6,62	6,58	6,51	6,49
Geração Distribuída	0,87	0,92	1,33	3,20	3,93
Coperação	96,77	98,17	99,83	98,76	98,44
GNV	874,49	875,36	876,24	877,11	877,99
Industrial	347,57	346,82	345,79	346,28	346,57
Vidreiras	80,03	79,91	79,70	79,34	79,28
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-
Térmicas CL, AP e AI (**)	1.201,47	486,69	486,69	486,69	486,69
Total Vendas Projetada	2.779,73	2.048,71	2.052,60	2.056,49	2.060,15

(*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

(**) CL: Consumidor Livre, AP: Autoprodutor e AI: Auto importador

Considerando-se as margens unitárias vigentes em 31/12/2016, indicada no Anexo 1 sem a parcela da retroatividade de -3,60%, determinada pelo artigo 1º da Deliberação AGENERSA nº 1881 de 19/12/2013, temos no **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, a seguinte projeção de margens não reposicionadas total para o quinquênio 2018-2022.

Quadro 2: Projeção de Margens Não Reposicionadas para Quinquênio 2018-2022

CEG	Ano				
	2018	2019	2020	2021	2022
Valores em MR5					
l = Margem Não Reposicionada ¹	1.005,17	994,70	990,77	995,61	1.001,46

C. Custos Operacionais - OPEX

No **Erro! Fonte de referência não encontrada.** abaixo, tem-se as projeções de OPEX para o quinquênio 2018-2022. O conceito de OPEX inclui todas as despesas vinculadas à operação e à manutenção das redes, gestão comercial dos usuários do serviço de distribuição de gás canalizado e à administração da CONCESSIONÁRIA, conforme detalhado no item 6.

A evolução do OPEX projetado para o quinquênio 2018-2022 representa uma taxa média anual de crescimento de 3,1%, impulsionado por gastos de serviços a clientes. Este aumento de OPEX se justifica pelo incremento de clientes e aumento das instalações de aluguel da nova sede com a desativação das instalações de São Cristóvão, devido à desistência da construção de uma nova sede. Além disso, a CONCESSIONÁRIA incorrerá em custos adicionais em função da desmobilização das instalações de São Cristóvão e recuperação da área.

¹ Os valores apresentados são multiplicados no fluxo de caixa por 0,66 para representá-los livre de impostos (IR e CSLL).

Cabe ressaltar, que o OPEX não inclui a depreciação da base de ativos, pois a mesma é considerada de forma específica na metodologia do FCLE. No quadro abaixo, tem-se a projeção do OPEX total para o quinquênio 2018-2022.

Quadro 3: Projeção de OPEX para Quinquênio 2018-2022

CEG	Ano				
Valores em MR\$	2018	2019	2020	2021	2022
II - Custos Operacionais ²	510,51	529,03	548,20	563,30	576,58

D. Receitas Correlatas

No **Erro! Fonte de referência não encontrada.** abaixo, são apresentadas as projeções das receitas correlatas para o quinquênio 2018-2022. As receitas correlatas são aquelas não decorrentes diretamente da prestação do serviço de distribuição de gás canalizado, conforme detalhado no item 0 deste documento.

A evolução das receitas correlatas projetada para o quinquênio 2018-2022 representa uma taxa média anual de crescimento de 1,5%. No quadro abaixo, tem-se a projeção das receitas correlatas total para o quinquênio 2018-2022.

Quadro 4: Projeção de Receitas Correlatas para Quinquênio 2018-2022

CEG	Ano				
Valores em MR\$	2018	2019	2020	2021	2022
III - Receitas Correlatas ²	24,41	24,68	25,06	25,50	25,94

E. Base de Remuneração de Ativos – BRA

a) Base Inicial de Remuneração de Ativos – Base Inicial (BRA_i)

Para determinar a Base Inicial de remuneração de ativos, extraiu-se a base de ativos contábil, a partir do sistema SAP 6.0, módulo AA, com a posição em 31 de dezembro de 2016. Esta base de ativos contábil foi objeto de análises e verificações por parte da KPMG, tendo sido emitido por esta o Relatório de Asseguração Limitada, conforme Documento Referência 4. O valor da Base Inicial de remuneração de ativos em 01 de janeiro de 2018 é obtido pela adição dos investimentos, previsto de serem ativados em 2017, à base de ativos contábil e, posteriormente, efetua-se a atualização monetária dos valores pela variação do IGPM, obtendo-se o valor de R\$ 3.721,82 milhões, conforme detalhado no item 9.3 deste documento.

b) Investimentos

A proposta da CONCESSIONÁRIA contempla investimentos de cerca de R\$ 1.339,36 milhões no quinquênio 2018 - 2022. Tais investimentos encontram-se detalhados no item 8 deste documento. Para

² Os valores apresentados são multiplicados no fluxo de caixa por 0,66 para representá-los livre de impostos (IR e CSLL).

Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

2017 estão previstos investimentos totais de R\$ 267,91 milhões. No **Erro! Fonte de referência não encontrada.** abaixo, tem-se as projeções de investimentos para o período 2017-2022.

O Plano de Investimentos visa, principalmente, à captação de novos clientes, através da construção de novas redes e ramais, saturando os municípios já atendidos por rede de gás ou em fase inicial de atendimento.

Quadro 5: Projeção de Investimentos para o período 2017-2022

CEG	Ano					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Valores em MR\$						
VI - Investimentos	267,91	275,82	275,44	274,16	264,27	249,57

c) Base Final de Remuneração de Ativos – Base Final (BRA_f)

A Base Final é determinada a partir da Base Inicial considerando os investimentos previstos, as depreciações e amortizações referentes ao quinquênio 2018-2022. Assim tem-se para a Base Final, em 31 de dezembro de 2022, o valor de R\$ 4.033,58 milhões, conforme demonstrado no **Erro! Fonte de referência não encontrada.** abaixo.

Quadro 6: Projeção BRA para Quinquênio 2018-2022

CEG	Ano				
	2018	2019	2020	2021	2022
Valores em MR\$					
IX - Base Inicial	3.721,82	3.806,50	3.884,59	3.952,42	4.003,73
VI - Investimentos	275,82	275,44	274,16	264,27	249,67
IV - Depreciação	191,14	197,35	206,33	212,97	219,82
X - Base Final	3.806,50	3.884,59	3.952,42	4.003,73	4.033,58

F. Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior

A compensação dos investimentos não realizados está sendo tratada em processo regulatório específico AGENERSA nº E-12/003/334/2014 em determinação ao artigo 3º da Deliberação AGENERSA 2035 de 28/04/2014. Este processo busca determinar metodologia apropriada para compensar a remuneração referente a parcela dos investimentos não realizados durante o presente quinquênio, devendo esta ser levada a modicidade tarifária no quinquênio seguinte.

A presente proposta, detalhada no item 10 deste documento, considera a metodologia de compensação da remuneração dos investimentos não realizados desenvolvida pela Fundação Getúlio Vargas - FGV, conforme Documento Referência 6, também apresentada à AGENERSA no transcorrer do processo supracitado.

Adicionalmente, também é apresentado o cálculo da compensação dos investimentos não realizados no quinquênio anterior, conforme recomendações da consultoria internacional da Deloitte, que considera as práticas e metodologias utilizadas por diferentes reguladores no tratamento e reconhecimento de

Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

investimentos realizados no âmbito de atividades reguladas. A íntegra do relatório de especialista independente elaborado pela consultoria internacional Deloitte encontra-se no Documento Referência 7.

As metodologias elaboradas pelas duas consultorias propõem, conceitualmente, a mesma forma de cálculo para a compensação dos investimentos não realizados no quinquênio anterior (2013-2017), chegando as duas ao mesmo valor de R\$ 60 milhões (moeda dez/16).

G. Depreciação e Juros Sobre Capital Próprio

As depreciações e os juros sobre capital próprio são passíveis de dedução da base de cálculo dos impostos (IR e CSLL), conforme previsão legal. Dessa forma tais deduções são consideradas no FCLE.

O cálculo foi realizado com base na Lei N° 9.249, de 1995, art. 9º; RIR/1999, art. 347; e IN RFB N° 1.700, de 2017, art. 75. Se utilizou como premissa para o cálculo dos juros sobre capital próprio a TJLP referente ao exercício de 2016, com percentual de 7,0% a.a.

O **Erro! Fonte de referência não encontrada.** abaixo apresenta os valores das projeções de depreciações e juros sobre capital próprio para o período 2018 a 2022. O cálculo detalhado encontra-se no item 11 deste documento.

Quadro 7: Projeção da Depreciação e Juros Sobre o Capital Próprio para Quinquênio 2018-2022

CEG	Ano				
Valores em MR\$	2018	2019	2020	2021	2022
IV - Depreciação ²	191,14	197,35	206,33	212,97	219,62
V - Juros sobre Capital Próprio ³	100,66	113,05	126,38	129,38	126,38

H. Compensação de Retroatividade da 3ª Revisão Tarifária

A retroatividade foi aprovada através do artigo 1º da Deliberação AGENERSA nº 1881 de 19/12/2013 visando ressarcir a diferença cobrada a maior nas tarifas durante o ano de 2013. Tendo em vista que:

- a referida deliberação menciona que caberá compensação para um eventual recebimento a maior ou a menor durante o atual ciclo revisional (2013-2017); e
- que a devolução não será concluída em sua totalidade até dezembro de 2017.

Propõe-se a retirada da retroatividade das tarifas praticadas a partir de 1 de janeiro de 2018. Diante deste cenário apresentado, propõe-se imediata devolução do saldo restante estimado em R\$ 25,18 milhões, incluindo tal valor ano de 2018 do FCLE, para este propósito.

³ Os valores apresentados são multiplicados no fluxo de caixa por 0,34 para representar a dedução da base de cálculo dos impostos (IR e CSLL).

Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Neste sentido, o **Erro! Fonte de referência não encontrada.** abaixo apresenta os valores dessa compensação, considerada no FCLE do quinquênio 2018 a 2022. O cálculo detalhado encontra-se no item 12 deste documento,

Quadro 8: Compensação da Retroatividade

CEG	Ano				
	2018	2019	2020	2021	2022
Valores em MR\$					
VII = Compensação de Retroatividade	25,18				

I. Custos Autorizados pela Agência Reguladora

Refere-se aos custos incorridos e não previstos decorrente de deliberações frutos de processos regulatórios que, em certos casos geraram gastos não previstos no plano de negócio deliberado pelo Regulador durante o presente ciclo regulatório. Durante os anos de 2013 a 2017 houve Deliberações AGENERSA que se enquadraram nesta situação, sendo elas:

- Deliberação AGENERSA nº 2855/16 de 31/03/2016 – *Call Center*
- Deliberação AGENERSA 2.914 de 31/05/2016 – *Fazenda Botafogo*

Os cálculos referentes aos gastos gerados totalizam o valor de R\$ 3,65 milhões e estão apresentados no item 13 deste documento.

Quadro 9: Gastos de Processos Regulatórios

CEG	Ano				
	2018	2019	2020	2021	2022
Valores em MR\$ (moeda dez/2016)					
VIII = Gastos Processos Regulatórios	3,65				

J. Índice de Reposicionamento Tarifário – *m*

Utilizando a metodologia de Fluxo de Caixa Livre da Empresa (FCLE), foi determinado o índice de reposicionamento de margens correspondente a 1,3467, a partir de 01 de janeiro de 2018 conforme demonstrado no **Erro! Fonte de referência não encontrada.** a seguir,

Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Quadro 10: Determinação de m para Quinquênio 2018-2022

moeda dez/16	Taxa de Remuneração =					12,23%
CEG	Ano					Valor
Valores em Mil R\$	2018	2019	2020	2021	2022	Presente
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	663,41	649,90	653,90	657,10	660,96	2.355,09
II = 0,66* Custos e Despesas Operacionais	337,14	349,16	361,81	371,78	380,54	1.281,62
III = 0,66*Receitas Correlatas	16,11	16,29	16,54	16,83	17,12	59,22
IV = 0,34*Depreciação	84,99	67,10	70,15	72,41	74,74	248,42
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	34,22	38,44	42,97	42,97	42,97	142,62
VI = Investimentos	275,82	275,44	274,16	264,27	249,67	965,19
VII = Compensação de Retroatividade	25,18					
VIII = Gastos Processos Regulatórios	3,65					
IX = Base Inicial	3.721,82					
X = Base Final					4.033,58	2.285,40
XI = Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio 2013-2017	59,73					
m = Receita Requerida / Margens Não Reposicionadas						
m = [(IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) - VII + VIII - VP(X) - XI + VP (XII))] / VP(I)						
m =	1,3467					

2. Introdução

2.1. Objetivo do Documento

A finalidade deste documento é apresentar à Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro - AGENERSA toda a informação necessária e requerida para instruir a 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas da CONCESSIONÁRIA, que definirá o Índice de Reposicionamento Tarifário – *m* a ser aplicado às tarifas limite que irão vigorar no quinquênio 2018-2022. A elaboração deste relatório tomou por base os preceitos estabelecidos no Contrato de Concessão e nas posteriores diretrizes derivadas dos processos regulatórios das Revisões Quinquenais de Tarifas anteriores.

O presente relatório foi estruturado objetivando permitir que o leitor possa ter o correto entendimento dos dados e informações apresentados e da metodologia adotada na elaboração desta proposta para a 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite.

Cabe ressaltar ainda que, todos os valores monetários utilizados para o cálculo das tarifas limite estão em moeda de dezembro de 2016.

2.2. Antecedentes

2.2.1. Da Alteração da Metodologia de Remuneração dos Ativos

A metodologia para as Revisões Quinquenais de Tarifas Limite, prevista originariamente no Contrato de Concessão, foi alterada pela agência reguladora através da Deliberação ASEP-RJ/CD nº 555 de 03 de dezembro de 2004, da então Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do Estado do Rio de Janeiro - ASEP-RJ, relativa à 1ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite, objetivando considerar os investimentos a serem realizados no futuro quinquênio. Essa metodologia foi utilizada na 2ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite (2008-2012), na 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite (2013-2017) e está sendo empregada pela CONCESSIONÁRIA na elaboração da sua proposta para a 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite 2018-2022.

2.2.2. Da Alteração da Classificação Contábil

O Contrato de Concessão, no parágrafo 6º da Cláusula Sétima, estipula que a base de cálculo da remuneração dos ativos da CONCESSIONÁRIA, para efeitos de fixação e revisão de tarifas, considerará a parcela não depreciada dos ativos operacionais imobilizados registrados na contabilidade da CONCESSIONÁRIA. Contudo, por força da Interpretação Técnica do Comitê de Pronunciamentos Contábeis - ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão, os ativos operacionais imobilizados foram reclassificados como ativos intangíveis, a partir de 2011. Assim, atualmente, todos os bens vinculados à concessão encontram-se nesta classificação contábil.

2.2.3. Da Dilação do Prazo

O parágrafo 3º, da Cláusula Sétima do CONTRATO DE CONCESSÃO estabelece que:

"Para fins da revisão quinquenal, a CONCESSIONÁRIA apresentará à ASEP-RJ, no penúltimo semestre de cada quinquênio, uma proposta de revisão do valor limite das tarifas e da estrutura tarifária que figura no ANEXO I, para vigorar para o quinquênio subsequente, instruída com as informações que venham a ser exigidas pela referida agência"

Entretanto, devido complexidade e relevância de temas que, no entendimento da CONCESSIONÁRIA, necessitam de definição prévia à apresentação da Proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas, o Poder Concedente e a AGENERSA concederam dilação deste prazo, nos termos das correspondências elencadas abaixo e que se encontram anexas ao Documento Referência 8 – Correspondências sobre Dilação do Prazo.

- I. CARTA DIJUR-E-0523-17 de 06/06/2017;
- II. OFICIO AGENERSA/PRESI/SECEX Nº 269/2017 de 28/06/2017;
- III. PRESI 012/2017 de 11/10/2017;
- IV. OFICIO AGENERSA/PRESI/SECEX Nº 357/2017 de 19/10/2017;
- V. OFICIO CC/SDE Nº 71/2017 de 20/10/2017;
- VI. OFICIO AGENERSA/PRESI/SECEX Nº 378/2017 de 26/10/2017.

2.2.4. Da Condição Precedente

Cabe lembrar que a Concessionária está entregando sua proposta de revisão de tarifas para o quinquênio 2018-2022, deixando desde já externado que o plano de investimentos e tarifas ora apresentados consideram o conjunto de sua proposta e principalmente os temas prioritários indicados na correspondência PRESI 012/2017, acima citada e que segue como Documento de Referência 8. Esta Concessionária se reserva o direito de promover alterações e ajustes à presente proposta de revisão de tarifas.

2.3. A Rede de Distribuição e Área de Concessão

A CONCESSIONÁRIA tem exclusividade para a distribuição de gás canalizado para qualquer utilização, em qualquer quantidade, na Região Metropolitana do Estado do Rio de Janeiro, entendida essa como a área a que pertencem, atualmente, os municípios do Rio de Janeiro, Belford Roxo, Duque de Caxias, Guapimirim, Itaboraí, Itaguaí, Japeri, Magé, Mangaratiba, Maricá, Nilópolis, Niterói, Nova Iguaçu, Paracambi, Queimados, São Gonçalo, Tanguá, Seropédica e São João de Meriti.

Considerando os dados consolidados em 31/12/2016, a CONCESSIONÁRIA possui uma rede de distribuição de 4.489 km, atendendo 907 mil consumidores, aproximadamente.

3. Entorno Regulatório e Institucional

3.1. O Marco Regulatório

A competência sobre os serviços de distribuição de gás canalizado foi definida pela Constituição de 1988, que no seu artigo 25, §2º, estabelece caber aos Estados Federados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado. Nesse sentido, o Governo do Estado do Rio de Janeiro celebrou em 21 de julho de 1997, com a Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro – CEG, o Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado, para regular a prestação do dito serviço, que é regido também pelas normas gerais das Leis Federais nºs 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 e 9.074, de 7 de julho de 1995, da Lei Estadual nº 1.481, de 21 de junho de 1989 (Obs.: essa lei foi revogada pela Lei nº 2.831, de 13 de novembro de 1997), da Lei Estadual nº 2.686, de 13 de fevereiro de 1997 e Lei Estadual nº 2.752, de 2 de julho de 1997, e demais legislações estaduais pertinentes e pelas normas regulamentares expedidas pela Agência Reguladora Estadual.

Em 04 de março de 2009, foi publicada a "Lei do Gás" sob o nº. 11.909/2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural de que trata o artigo 177 da Constituição Federal, bem como as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997 e dá outras providências. Esta Lei foi regulamentada através do Decreto Federal 7.382/10, de 02 de dezembro de 2010.

Para atuar na regulação e fiscalização dos Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado foi criada pela Lei Estadual 2686/97, de 13 de fevereiro de 1997, a Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do Estado do Rio de Janeiro - ASEP-RJ, com personalidade jurídica de Direito Público e autonomia administrativa, técnica e financeira.

A ASEP-RJ foi extinta, sendo criada, ato contínuo, a AGETRANSP, como sucessora da primeira. Pela Lei Estadual 4.556, de 06 de junho de 2005, foi criada a Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – AGENERSA. A AGENERSA é uma autarquia especial que tem a finalidade de exercer o poder regulatório, acompanhando, controlando e fiscalizando os atuais contratos de concessão dos serviços públicos concedidos no âmbito de sua atuação, dentre eles, a distribuição de gás canalizado – concessionárias CEG e CEG RIO.

As ações da AGENERSA objetivam:

- Garantir à população a eficiência, a qualidade e a segurança nos serviços prestados;
- Estimular o desenvolvimento, a universalização e a modernização dos serviços;
- Fiscalizar o cumprimento das normas, prazos, deveres e direitos estabelecidos nos contratos;
- Zelar pelo equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão;
- Corrigir falhas ou problemas na prestação dos serviços;
- Mediar divergências entre usuários e Concessionárias;
- Defender os direitos dos usuários frente às Concessionárias;
- Preservar a modicidade das tarifas limite.

Cabe ressaltar que o contrato de concessão sofreu alterações através da assinatura de 3 aditivos, conforme segue abaixo:

- Aditivo 1: Celebrado em 14/06/2004 cujo objeto estabelece investimentos em ramais de distribuição de Alta Pressão para o atendimento do município de Guapimirim.
- Aditivo 2: Celebrado em 04/08/2005 cujo objeto estabelece investimentos em ramais de distribuição de Alta Pressão para o atendimento dos municípios de Mangaratiba e Maricá.
- Aditivo 3: Celebrado em 01/12/2014 cujo objeto substitui investimentos em ramais de distribuição de Alta Pressão por gasodutos virtuais para o atendimento dos municípios de Mangaratiba e Maricá.

3.2. O Modelo Regulatório da Concessão

O serviço público de distribuição de gás canalizado no Estado do Rio de Janeiro tem em seu modelo regulatório, conforme estipulado no Contrato de Concessão, os seguintes mecanismos regulatórios:

- Mecanismo de tarifas limite (*Price Cap*), no qual a CONCESSIONÁRIA não pode cobrar de seus consumidores tarifas superiores àquelas definidas como limite pelo regulador.
- Mecanismo de taxa de remuneração, no qual o regulador determina, de acordo com o estabelecido no Contrato de Concessão, a taxa de remuneração que será utilizada em cada ciclo tarifário quinquenal para reposicionar as tarifas limite e restabelecer o equilíbrio econômico financeiro da concessão.

3.3. O Processo de Revisão Quinquenal de Tarifas Limite

As principais regras e procedimentos ditados pelo Contrato de Concessão aplicáveis à presente Revisão Quinquenal de Tarifas Limite são as seguintes:

- A CONCESSIONÁRIA deve apresentar à AGENERSA, uma proposta de revisão do valor das tarifas limite que figuram no Anexo 1, do Contrato de Concessão, para vigorar de 01 de janeiro de 2018 até 31 de dezembro de 2022.
- A proposta de revisão das tarifas limite considerará como custos⁴, todos aqueles referentes a: (i) aquisição de gás; (ii) demais despesas e custos operacionais, excetuadas as despesas financeiras; (iii) depreciação dos ativos operacionais; (iv) tributos, inclusive os incidentes sobre o faturamento mas não os incidentes sobre a renda e (v) remuneração, líquida de imposto de renda, a incidir sobre o ativo operacional imobilizado, a título de remuneração do capital, de acordo com a metodologia indicada nos parágrafos 6º a 9º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão.

⁴ Sobre os custos a serem considerados cabe ressaltar que as deliberações da ASEP/RJ e AGENERSA, respectivamente, relativas às três Revisões Quinquenais de Tarifas Limite anteriores incluíram na base de cálculo para determinação do índice de reposicionamento "m", os custos projetados para o próximo quinquênio, conforme a projeção de demanda e o plano de investimentos da CONCESSIONÁRIA, dentro de um modelo de fluxo de caixa livre descontado pela taxa de remuneração definida pelo Regulador neste mesmo processo.

Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

- Não serão considerados para efeitos da revisão do valor das tarifas limite os investimentos custeados diretamente pelos consumidores, ou por terceiros, inclusive aqueles com instalações e conexões, nem a depreciação decorrente de tais investimentos
- A remuneração do capital será apurada através da aplicação da taxa de remuneração sobre a Base Inicial de Remuneração de Ativos. A metodologia de cálculo da taxa de remuneração é determinada no item 4, deste documento, levando em conta o risco inerente da atividade.
- A proposta de revisão das tarifas limite que poderão ser praticadas no quinquênio subsequente, de acordo com o § 10 da cláusula sétima do Contrato de Concessão, deverá vir acompanhada de:
 - a) Demonstração dos custos calculados de acordo com o Plano de Contas a que se refere o § 5º, da Cláusula Oitava do Contrato de Concessão, referentes aos 12 (doze) meses do quarto ano do quinquênio em curso;
 - b) Demonstrações financeiras auditadas e exigíveis do último exercício social. No Anexo 2 são apresentadas as demonstrações contábeis e financeiras do ano 2016, realizada pela empresa de auditoria independente PricewaterhouseCoopers (PwC);
 - c) Estudo referente à demanda e seu crescimento por tipo de consumidor. Conforme detalhado no item 5.1 deste documento.
 - d) Relatório sobre eventuais negociações⁵ com consumidores.
 - e) Demonstrativo dos investimentos e de sua evolução realizados durante quinquênio em curso. No Anexo 6 segue o demonstrativo de investimentos anuais, realizados no período de 2013 a 2016, visando permitir uma análise da evolução dos investimentos da CONCESSIONÁRIA;
 - f) Plano de investimentos para o quinquênio seguinte. Conforme demonstrado no Anexo 9 deste documento;
 - g) Outras informações julgadas adequadas ou que a AGENERSA venha a exigir. Conforme Anexo 12 deste documento que contem às informações históricas solicitadas no ofício AGENERSA/PRESI nº 065/2017 de 16 de fevereiro de 2017.

Em relação ao item a acima, cabe ressaltar que as deliberações da ASEP/RJ e AGENERSA, respectivamente, relativas às três Revisões Quinquenais de Tarifas Limite anteriores incluíram na base de cálculo para determinação do Índice de reposicionamento "m", os custos projetados para o próximo quinquênio (2018-2022), conforme a projeção de demanda e o plano de investimentos da CONCESSIONÁRIA, dentro de um modelo de fluxo de caixa livre descontado pela taxa de remuneração definida pelo Regulador neste mesmo processo.

⁵ Considerando que o processo de negociação com os consumidores mais relevantes é dinâmico, sofrendo alterações de status a cada momento, não anexamos um relatório sobre este tema, que sem sombra de dúvidas estará desatualizado no momento da sua análise pela AGENERSA. As informações requeridas pela AGENERSA, serão fornecidas de forma tempestiva pela CONCESSIONÁRIA.

Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

- A AGENERSA terá o prazo de 120 (cento e vinte) dias para se manifestar sobre o pedido de revisão, fixando os índices que, aplicados às tarifas limite, resultará nas tarifas limite para o quinquênio subsequente, consoante procedimento previsto no §12, da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão.

4. Taxa de Remuneração de Capital

A taxa de remuneração de capital, para esta 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite, que incidirá sobre a Base de Remuneração de Ativos (BRA) durante o quinquênio 2018-2022 e que, portanto, deverá ser utilizada como taxa de desconto no FCLE, está estipulada no § 9º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão da seguinte forma:

$$\text{Taxa de Remuneração de Capital} = r_f + [\beta \times (\text{prêmio de risco})] + r_b$$

onde,

r_f é a taxa real livre de risco,

β é o parâmetro que relaciona o risco sistemático (não diversificável) do setor de atuação da CONCESSIONÁRIA ao retorno do mercado como um todo,

Prêmio de risco é a diferença entre o retorno esperado do mercado como um todo e a taxa livre de risco (r_f),

r_b é o "risco Brasil",

Objetivando subsidiar esta proposta de Revisão Quinquenal de Tarifas Limite a CONCESSIONÁRIA solicitou a Boston Consulting Group (BCG) a elaboração de um relatório, que se encontra no Documento Referência 2, visando determinar a taxa de remuneração de capital, em conformidade com o estabelecido no § 9º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, e considerando que:

- A rentabilidade deve respeitar o princípio de razoabilidade dos contratos, levando em consideração as características específicas do serviço público de distribuição de gás canalizado.
- O serviço de distribuição de gás canalizado prestado pela CONCESSIONÁRIA é impactado por elevado capital imobilizado e investimentos programados, cuja remuneração dependerá da definição da base de capital e da taxa de rentabilidade aplicada a esta base.
- Faz-se, necessária a adequação da remuneração do capital dos investidores aos riscos e custos reais de capital, presentes no setor.

O relatório elaborado pela BCG apresenta os resultados explicitados na Tabela 1 abaixo, considerando as seguintes premissas:

- Taxa livre de risco (r_f):
 - Mesmos critérios adotados pela ANEEL tanto de parâmetro como janela temporal (22/2015-SGT/ANEEL, de 29/01/2015);
 - Série de dados anuais do período de 1987 a 2016;
 - Foi utilizada uma série temporal de 30 anos, sendo a data inicial próxima a utilizada na 2ª Revisão Tarifária, ficando a diferença de apenas 1 ano em relação a amostra utilizada anteriormente.

- Cálculo do Beta (β_u):
 - Mesma metodologia reconhecida pela ARSESP na NT RTC/002/2014 e pelos órgãos reguladores do México (CRE) no documento DC/02/DGT/2012 e da Argentina ENARGAS, no documento Resolução ENARGAS N° I/4059 de 13/10/2016. Nesses documentos, os Reguladores incluem o risco regulatório no Beta, como uma componente, que varia entre 0,20 e 0,37;
 - Desta forma, o cálculo do Beta levou em consideração duas Parcelas:
 - Beta médio desalavancado dos últimos 5 anos (2012-2016) estimado em 0,54 para empresas do mercado norte americano. Utilização de dados do setor de natural gas utility dos EUA, com uma amostra de 23 empresas extraída do banco de dados Orbis (empresa da análises da Moody's) com características operacionais similares, cuja classificação Orbis é "Distribution of gaseous fuels through mains";
 - Parcela do risco regulatório que se obteve através de referências acadêmicas indicadas pelos órgãos reguladores ARSESP, CRE e ENARGAS. Essas referências citam que a inclusão de um adicional de risco regulatório se justifica pela diferença teórica entre os regimes de regulação por preço-teto (*Price Cap*) e taxa de retorno (*Rate of Return*). O regime de *Rate of Return*, adotado nos Estados Unidos, possui baixo risco para o investidor, uma vez que o órgão regulador assegura taxa de retorno, sendo seus custos repassados para os consumidores. No regime de *Price Cap*, adotado pelo Reino Unido, Argentina Chile e Brasil, os preços são elaborados com incentivos à produtividade, gerando maior risco capturado pelo beta. Referências levantadas indicam variação entre os dois sistemas de 0,20 a 0,37 capturados pelo cálculo do beta. Para minimizar este diferencial de risco, se considera um adicional ao cálculo do Beta de 0,20;
- Prêmio de Risco Mercado ($r_m - r_f$):
 - Mesmo critério adotado no processo da 3ª revisão quinquenal de tarifas, antigo *Morningstar/Ibbotson S&P Valuation Yearbook*, descontinuado em 2013 e republicado como *2017 Valuation Handbook – U.S. Guide to Cost of Capital*;
 - Retorno % S&P 500 vs Tbond_10anos, período de 1926 a 2016.
- Prêmio Brasil (r_b):
 - Mesmo critério adotado pela ANEEL (NT 22/2015-SGT/ANEEL);
 - Títulos de dívida externa brasileira em relação a papéis de prazo equivalente do Tesouro dos Estados Unidos, representada pelo EMBI+ Brasil, calculado pelo banco *JP Morgan*;
 - EMBI+Brasil: referência de risco país utilizado pelo BACEN, mediana do período de 1995 a 2016. A janela de tempo escolhida de modo a representar o risco do investidor ao tomar a decisão de assinatura deste Contrato de Concessão. Desta forma, adotou-se período prévio a assinatura do contrato de concessão representado pelo período entre a criação da CEG, através de Lei Estadual nº 2367, de 09 de dezembro de 1994 e instauração do Programa de Desestatização, estabelecido através de Lei Ordinária nº 2470, de 28 de novembro de 1995.

- Inflação Norte Americana (infla.us):
 - Mesmos critérios adotados pela ARSESP e ARSAE tanto de parâmetro como janela temporal (NT RTC/002/2014, da ARSESP, e NT CRFEF 47/2017 da ARSAE-MG);
 - Utilizou-se a média anual dos últimos 10 anos (de 2007 a 2016) da inflação norte americana, *Consumer Price Index (CPI)*, cuja fonte é o *Bureau of Labor Statistics (LBS)*.

Através dos dados expostos no relatório elaborado pela BCG e resumidos na Tabela 1, se obtém a taxa de remuneração de capital próprio nominal de 14,27%. Para se chegar à taxa de remuneração de capital próprio real de 12,23%, a BCG aplica a fórmula da equação de Fischer, semelhante a aplicada pela ANEEL, (Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição, submódulo 2.4), ANTT (Nota Técnica nº 02/2016/STN/SEAE/MF) e ARSAE-MG (Nota Técnica CRFEF 18/2016):

$$Ke_{real} = [(1 + Ke_{nominal}) / (1 + \text{inflação norte americana})] - 1$$

Onde,

Ke_{real}: Taxa de Remuneração de Capital Real

Ke_{nominal}: Taxa de Remuneração de Capital Nominal

Tabela 1- Demonstrativo da Taxa de Remuneração de Capital Elaborado pela BCG

Índice	Critério	Valor
Taxa Livre de Risco (r)	T. Bond de 10 anos - média dos retornos anuais de 1987 a 2016	5,12%
Cálculo do Beta (β)	Beta desalavancado	0,537
	Parcela Risco Regulatório	0,200
	Beta Total Desalavancado	0,737
Prêmio de Risco	Ibbotson de 1926 a 2016	6,94%
Risco Brasil	EMBI+BR mediana de 1995 a 2016	4,04%
Inflação Norte Americana	CPI US média de 2007 a 2016	1,82%
Taxa de Remuneração Nominal		14,27%
Taxa de Remuneração Real		12,23%

5. Projeção de Margem Total Não Reposicionada

Para obtenção da margem total não reposicionada toma-se por base a projeção de demanda por mercado para o quinquênio 2018-2022 e as margens unitárias vigentes em 31/12/2016 sem a parcela da retroatividade de -3,60% determinada pelas Deliberações AGENERSA nº 1881 de 19/12/2013 e nº 2035 de 28/04/2014, conforme indicada no Anexo 1 deste relatório.

5.1. Projeção de Demanda

A seguir são descritos os critérios adotados para a projeção de cada mercado.

5.1.1. Mercado Residencial

A projeção de expansão do mercado residencial foi elaborada com base num estudo de potencial de mercado, a partir de dados socioeconômicos separados por municípios. Para a obtenção de um mercado potencial factível, consideram-se características, como por exemplo, existência de água encanada, classe social, distância da rede e prováveis clientes âncoras, visando definir o percentual de crescimento destas áreas.

Cabe ressaltar que o mercado residencial está em crescimento, apesar de os maiores municípios já terem sido abastecidos e da crise econômica do Estado, que vem afetando efetivamente este segmento. Neste sentido, a projeção do crescimento médio anual de clientes para o período 2018 a 2022 é de 3,2% para todo o mercado residencial e esta taxa é próxima à registrada nos últimos 5 anos (2012-2016), onde verificou-se um crescimento médio de 3,3% a.a.

O mercado de Novas Edificações (NE) apresenta uma perspectiva de crescimento para os próximos anos de 2,8% considerando a fraca demanda do setor imobiliário, prejudicada pelo aumento do desemprego e pela redução das rendas das famílias, resultando em um crescimento significativo do nível de estoques de imóveis residenciais no período.

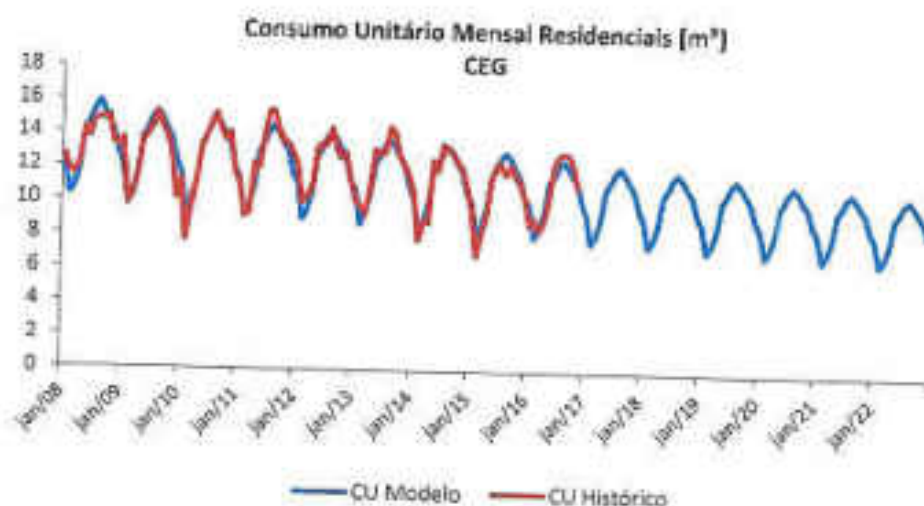
A demanda do mercado residencial foi projetada multiplicando a quantidade de clientes pelo consumo unitário do mercado residencial, considerando a seguinte base de clientes:

- a) a base de clientes existentes: referente aos clientes do último mês realizado em 2016 (Dezembro/16);
- b) as altas espontâneas de clientes: projeção de clientes com e sem medidor e separados por município;
- c) as baixas de clientes: projeção de clientes de acordo com o motivo de baixa (por exemplo: falta de pagamento, solicitação do cliente ou outros) e por município. Neste caso, a demanda resultante é retirada do cálculo da demanda total;

- d) as altas por ação comercial: projeção de clientes por município e por produto: (i) Saturação Vertical (SV); (ii) Saturação Horizontal sobre Rede sem ramal (SHR); (iii) Saturação Horizontal fora de rede (SHE), (iv) Novas Construções (NC) e (v) altas em novos municípios (EXP). Vale ressaltar que no Documento Referência 1 "Plano de Expansão Comercial 2018-2022" encontra-se o relatório completo do estudo de potencial de mercado residencial, desenvolvido por esta CONCESSIONÁRIA.

O consumo unitário do mercado residencial tende a reduzir de acordo com os históricos de consumo, conforme projeção econométrica do consumo unitário residencial representada pela curva CU Modelo no Gráfico 1 retirado do Documento Referência 3 "Projeção de Demanda de Consumo Unitário" da Quantum Consultoria. Neste documento verifica-se uma tendência generalizada de que os novos clientes tenham menor consumo unitário que os antigos. Contudo, os clientes antigos também apresentam uma redução dos consumos unitários.

Gráfico 1 – Evolução Consumo Unitário Residencial Considerada



As principais causas apontadas pela consultoria Quantum que explicam este fenômeno estão relacionadas com maior tempo que as pessoas permanecem fora de suas residências, a substituição do tempo dedicado a cozinhar por compras de comidas preparadas e consumo em bares e restaurantes. O avanço tecnológico de novos aquecedores mais eficientes, substituindo aquecedores antigos e boilers, nos bairros que possuem gás natural há muitos anos também contribuem para a queda do consumo unitário residencial. A tendência de queda do consumo unitário é observada apesar da CONCESSIONÁRIA vir incentivando o aumento do consumo unitário com a maior utilização de aquecedores a gás, o que objetiva atenuar o impacto nas vendas.

Neste sentido, a projeção da demanda do mercado residencial levou em consideração os consumos unitários médios projetados no modelo elaborado pela Quantum Consultoria, constante do Documento Referência 3, que apresenta uma tendência de queda de 2,8% a.a. Dessa forma, a expectativa é de um crescimento médio de vendas da ordem de 0,5% a.a. de 2018 a 2022. Esta taxa projetada de crescimento

está ligeiramente acima da média de crescimento histórica no período de 2012 a 2016, que corresponde a 0,3% a.a.

Por fim, o total de clientes e o volume foram distribuídos nas faixas de consumo conforme distribuição percentual histórica.

5.1.2. Mercado Comercial

Para o mercado de pequeno comércio (PCO) é projetado um crescimento médio do número de clientes de 7,5% a.a. para os próximos anos como resultado de esforços comerciais na captação de novos clientes. A competitividade atual do gás natural frente ao principal energético alternativo, o GLP, é desfavorável, o que dificulta uma expansão mais forte deste segmento.

A demanda do mercado de pequeno comércio foi projetada multiplicando a quantidade de clientes pelo consumo unitário médio de cada faixa de consumo, considerando:

- a) base de clientes existentes: referente aos clientes do último mês realizado em 2016 (Dezembro/16);
- b) altas espontâneas de clientes: projeção de clientes por município. A demanda correspondente a essas altas está calculada alocando percentualmente as altas acumuladas em faixas;
- c) baixas de clientes: projeção de clientes por município. Neste caso, a demanda é calculada conforme realizado no caso das altas espontâneas e é retirada do cálculo da demanda total;
- d) altas por ação comercial: projeção de clientes por município. A demanda correspondente a essas altas é calculada conforme realizado no caso das altas espontâneas;
- e) consumo unitário: está baseado no estudo de consumos unitários realizado pela Quantum Consultoria. Neste estudo foi realizado uma modelagem econométrica utilizando o método de regressão linear de um modelo semi-logaritmico, que indica uma tendência de queda do consumo unitário médio de -0,9% a.a. Desta forma, para este estudo, utilizou-se o consumo unitário médio verificado em 2016 aplicando-se esta tendência de queda.

Para o caso dos grandes comércios (GCO), pela mesma dificuldade apresentada na competitividade do gás natural frente ao GLP, e em função da grave crise econômica do Estado do RJ, não foi projetado um crescimento expressivo de clientes para o período de 2018 a 2022, sendo considerado apenas um pequeno crescimento vegetativo em número de clientes. Neste caso, a projeção de demanda foi realizada cliente a cliente, tanto para os clientes existentes como para os potenciais clientes.

Considerando todo o segmento comercial, estima-se um crescimento médio anual de vendas na ordem de 2,8% a.a. para os próximos 5 anos.

5.1.3. Mercado Industrial e Petroquímico

Em relação ao mercado petroquímico, cabe ressaltar que não há mais cliente neste segmento de consumo na área de concessão da CONCESSIONÁRIA e não há previsão de captação no quinquênio em questão.

Quanto ao mercado industrial para o uso combustível, em razão do cenário econômico desfavorável, e da previsão de encerramento de unidades fabris, estima-se que este não apresentará perspectiva de crescimento no próximo quinquênio.

A projeção da demanda do mercado industrial foi realizada cliente a cliente e foi determinada a partir da demanda dos clientes existentes ao final de 2016. Estima-se para o ano de 2017 a captação de 7 novos clientes, sendo 1 indústria de médio porte. Para o quinquênio de 2018 a 2022, se projeta a captação de 12 novas indústrias, dentre elas 2 de grande porte, através de esforço de vendas, mitigando a pequena redução de clientes industriais ao final do quinquênio.

Considerando as premissas expostas acima, projetou-se uma manutenção das vendas de gás para o mercado industrial no período de 2018 a 2022.

5.1.4. Mercado de Cogeração, Geração Distribuída e Climatização

Este mercado é frequentemente impactado pela volatilidade de preços apresentada no setor de energia elétrica, devido à sua forte correlação com as condições climáticas. Os projetos relacionados aos segmentos de Cogeração, Geração Distribuída e Climatização visam substituir a energia elétrica adquirida das concessionárias via rede de distribuição por geração de energia produzida através de gás natural.

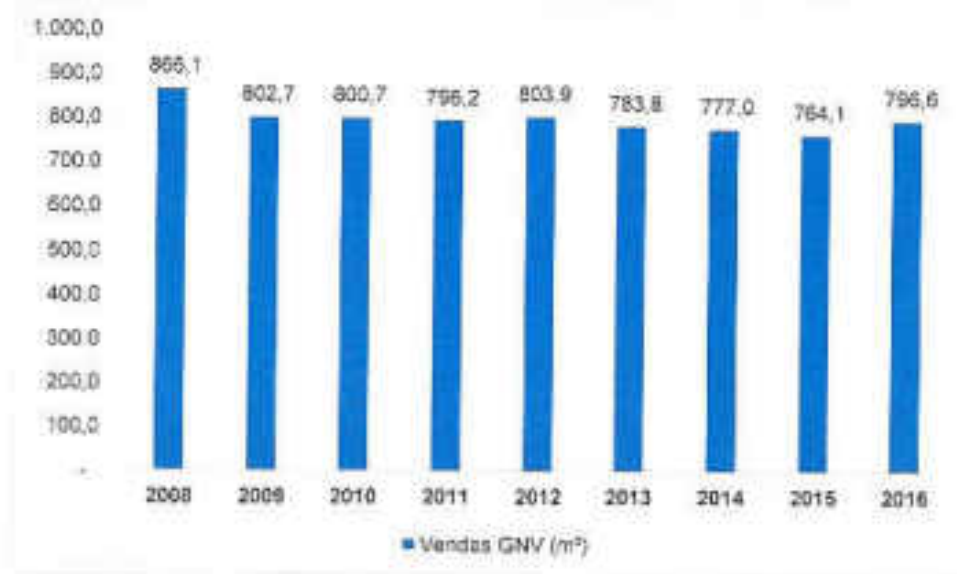
A decisão por esta substituição depende de condições de preços mais elevados e estáveis no setor elétrico, desfavorecendo a obtenção de energia elétrica da rede e tornando mais atrativa a decisão de investimento de longo prazo em algumas dessas soluções energéticas. Desta forma, a falta de estabilidade de preços no longo prazo, faz com que a decisão de investimento em soluções energética dependa, quase que exclusivamente, da segurança de suprimento de energia elétrica, fundamental para determinados segmentos, tanto da indústria como do comércio. Estas condições mercadológicas descritas acima inibem uma expansão mais consistente destes segmentos, o que impacta diretamente nas perspectivas de venda de gás natural, ainda que haja competitividade de tarifas.

Diante do acima exposto, a projeção foi determinada a partir da demanda dos clientes existentes ao final de 2016, mais a previsão de 2 clientes entrando em 2017. Estima-se a captação de 18 novos clientes no período de 2018 a 2022, na sua maioria com foco em geração de energia elétrica para autoconsumo. Desta forma, a projeção da demanda de geração distribuída, cogeração e climatização resulta em um crescimento anual médio de vendas de 1,1% para o período de 2018 a 2022.

5.1.5. Mercado Automotivo - GNV

O mercado automotivo da CONCESSIONÁRIA apresenta forte competição com o alternativo energético etanol, tendo apresentado variação pouco expressiva nos últimos 8 anos, conforme apresentado no Gráfico 2. Desde 2008, este mercado apresenta de fato queda média anual de 1% a.a., entretanto, desde 2015 observa-se uma recuperação atribuída ao aumento de competitividade frente aos demais combustíveis alternativos, tais como gasolina e etanol, e à pontual demanda por GNV associado ao surgimento do "Uber".

Gráfico 2 – Histórico de Vendas de Gas Natural no Segmento de GNV de 2008 de 2016



Dessa forma, com base nas premissas acima, projetou-se a manutenção das vendas de GNV, com crescimento médio anual próximo a zero para o período de 2018 a 2022, demonstrando certo otimismo diante dos dados históricos apresentados.

5.1.6. Mercado Termelétrico

Inicialmente, vale ressaltar que a predição de despacho de usinas termelétricas na região sudeste do Brasil, apresenta grande dificuldade em função da necessidade de análise combinada dos diversos fatores a serem considerados, dos quais destacamos como os mais relevantes: a projeção dos cenários hidrológicos, disponibilidade e custo do gás natural e o comportamento da demanda elétrica.

Dessa forma, a Concessionária contou com a consultoria da "PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda.", cuja equipe de consultores possui ampla experiência no desenvolvimento de estudos no setor elétrico brasileiro, tanto na área de modelagem, como na área regulatória, além de possuir reconhecimento internacional nessa área de análise.

Abaixo, segue um resumo da metodologia utilizada pela PSR para definição do despacho das térmicas no próximo Quinquênio, cujos detalhes são apresentados no Documento Referência 5.

5.1.6.1. Metodologia Utilizada pela PSR

Considerando os 1.200 (um mil e duzentos) cenários de despacho total (despacho por ordem de mérito e fora da ordem de mérito) do parque gerador do Rio de Janeiro e as informações de despacho elétrico programado disponibilizado pelo ONS, foram utilizadas métricas estatísticas para a escolha do cenário mais provável. Esta métrica foi aplicada no despacho total (incluindo o despacho elétrico programado) e com isso apenas um cenário de despacho foi escolhido para todo o período do estudo (2018-2022): o percentil 25%.

A escolha do cenário da PSR foi baseada na distribuição de densidade de probabilidade (gráfico mostrado abaixo) de geração média dos 5 (cinco) anos do horizonte estudado (2018-2022). Ressalte-se que os despachos mensal e anual podem variar bastante e que para fins de revisão tarifária o importante é quanto de geração média se teria nesse horizonte de 5 anos.

No gráfico abaixo se observa que, dentro da amostra de 1.200 cenários de despacho total, o valor com maior probabilidade relativa de geração média quinquenal é de 686 MW médios. Esse valor é próximo do percentil 25% da amostra e, dessa forma, extrapolamos que o percentil mais representativo é o 25%.

Gráfico 3 – Distribuição de densidade de probabilidade da projeção de geração do parque termelétrico do Rio de Janeiro para o horizonte de 5 anos

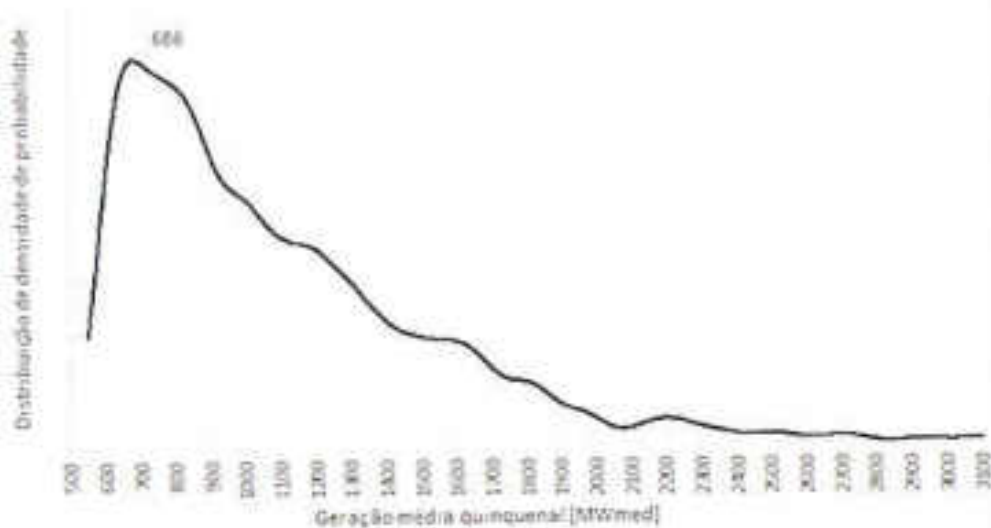


Tabela 2 – Despacho total médio estimado por termelétrica para o período de 2018-2022

Despacho Total Médio	UTE Norte Fluminense	UTE Baixada Fluminense	UTE Santa Cruz	UTE GLB	UTE BLS	UTE Maricó Lago
Período de 5 anos (MW médio) Percentil de 25%	479	90	23	133	41	76

GLB = Governador Leonel Brizola e BLS = Barbosa Lima Sobrinho

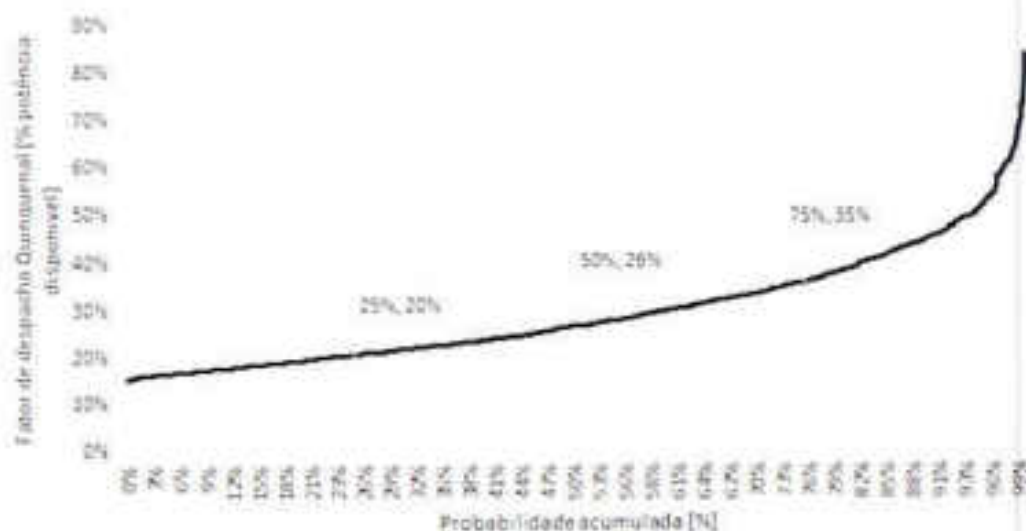
Observa-se no gráfico a seguir, a distribuição de probabilidade acumulada do fator de despacho total no período de 5 anos estudados. O Gráfico 4 mostra como os fatores de despacho tendem a ser em geral

Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

baixos e, em alguns cenários hidrológicos mais extremos, o despacho apontado pelo modelo pode ser elevado. O entendimento do gráfico é descrito abaixo:

- 1) Existe uma probabilidade de 25% de que o fator de despacho total das usinas seja abaixo 20%;
- 2) Existe uma probabilidade de 50% de que o fator de despacho total das usinas seja abaixo 26%;
- 3) Existe uma probabilidade de 75% de que o fator de despacho total das usinas seja abaixo 35%.

Gráfico 4 – Distribuição de probabilidade acumulada (curva de permanência) da projeção de geração do parque termelétrico do Rio de Janeiro para o horizonte de 5 anos.



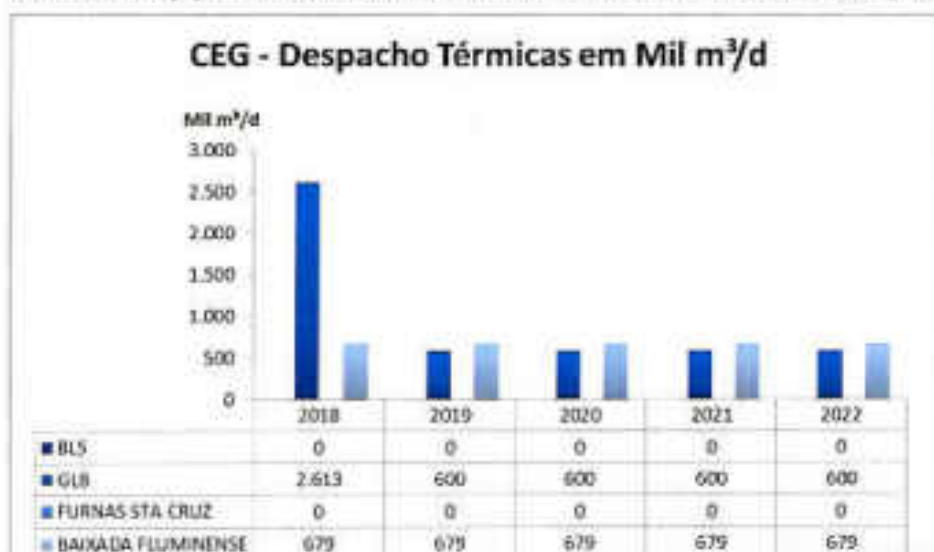
5.1.6.2. Projeção de Vendas das UTE's para o Quinquênio 2018-2022

A partir da geração média (MWmed) apresentados no relatório da PSR, com o cenário de maior probabilidade (percentil 25%) foi estimada a projeção de vendas individualizada de cada UTE, aplicando fatores de conversão de MW para m³/dia, obtidos pelo histórico de consumo de cada usina termelétrica, para cada mês e cada termelétrica. Considerando ainda o "heat rate" de cada usina e as inflexibilidades contratuais junto ao serviço de distribuição de gás natural e às questões operacionais, a saber:

- Baixada Fluminense: estimada a projeção de vendas de acordo com os compromissos com a distribuidora de gás,
- GLB: estimada a projeção de vendas de acordo com histórico devido sua geração de vapor para a REDUC.

Atualmente existem 4 (quatro) Usinas Termelétricas (UTE's) na área de concessão da CONCESSIONÁRIA; são elas: UTE Governador Leonel Brizola (GLB), UTE Barbosa Lima Sobrinho (BLS), UTE Baixada Fluminense e UTE Furnas (Santa Cruz).

Gráfico 5 – Projeção de despacho de termelétricas da área de concessão da CEG para o quinquênio (2018-2022)



Dessa forma, as projeções de consumo das usinas termelétricas ficam acima da definida pela consultoria PSR como cenário mais provável, especialmente em 2018, em função do baixo nível dos reservatórios ao final de 2017. Esta previsão de consumo de 2018 está em linha com as previsões elaboradas pela CCEE para o PLD.

5.1.7. Resumo da Projeção de Demanda por Mercado

Seguem abaixo as tabelas resumo com as projeções de clientes e demanda por mercado.

Tabela 3 – Projeção de Altas de Clientes por Segmento (2018-2022)

CEG Mercado	Nº de Altas de Clientes por Segmento (nº clientes/ano)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial (*)	67.772	69.871	72.038	74.270	76.572
Comercial	1.402	1.471	1.547	1.824	1.705
Climatização	-	-	-	-	-
Geração Distribuída	1	1	5	3	3
Cogeração	1	2	-	1	1
GNV	18	19	13	19	21
Industrial	2	2	2	3	3
Vidreiras	-	-	-	-	-
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-
Térmicas CL, AP e AI (**)	-	-	-	-	-
Total Clientes	69.196	71.366	73.605	75.920	78.305

(*) Inclui GLP e Residência Social MCMV

(**) CL: Consumidor Livre, AP: Autoprodutor e AI: Auto importador

Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Tabela 4 – Projeção de Incremento Líquido de Clientes por Segmento (2018-2022)

CEG	Nº de Clientes Total por Segmento (nº clientes/ano)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Mercado					
Residencial (*)	32.923	32.912	32.815	32.656	32.387
Comercial	1.001	1.046	1.089	1.134	1.184
Climatização	-1	-1	-	-	-
Geração Distribuída	-	1	5	3	2
Cogeração	-	2	-	1	1
GNV	14	15	10	18	19
Industrial	-2	-3	-2	2	-
Vidreiras	-	-	-	-	-
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-
Térmicas CL, AP e AI (**)	-	-	-	-	-
Total Clientes	33.935	33.972	33.917	33.814	33.593

(*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

(**) CL: Consumidor Livre, AP: Autoprodutor e AI: Auto importador

Tabela 5 – Projeção de Clientes por Segmento - posição dez/ano (2018-2022)

CEG	Nº de Clientes Total por Segmento (posição dez/ano)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Mercado					
Residencial (*)	959.303	992.215	1.025.030	1.057.686	1.090.073
Comercial	13.273	14.319	15.408	16.542	17.728
Climatização	31	30	30	30	30
Geração Distribuída	17	18	23	26	28
Cogeração	24	26	26	27	28
GNV	476	491	501	519	538
Industrial	284	281	279	281	281
Vidreiras	5	5	5	5	5
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-
Térmicas CL, AP e AI (**)	4	4	4	4	4
Total Clientes	973.417	1.007.389	1.041.306	1.075.120	1.108.713

(*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

(**) CL: Consumidor Livre, AP: Autoprodutor e AI: Auto importador

Tabela 6 – Projeção de Demanda em Milhões de m³ por Segmento (2018-2022)

CEG	Demanda Projetada (Mm³/ano)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Mercado					
Residencial (*)	114,47	115,26	115,89	116,36	116,67
Comercial	57,43	58,95	60,57	62,27	64,09
Climatização	6,63	6,62	6,58	6,51	6,48
Geração Distribuída	0,87	0,92	1,33	3,20	3,93
Cogeração	96,77	98,17	99,83	98,76	98,44
GNV	874,49	875,36	876,24	877,11	877,99
Industrial	347,57	346,82	345,79	346,26	346,57
Vidreiras	80,03	79,91	79,70	79,34	79,28
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-
Térmicas CL, AP e AI (**)	1.201,47	466,69	466,69	466,69	466,69
Total Vendas Projetada	2.779,73	2.048,71	2.052,60	2.056,49	2.060,15

(*) Inclui GLP e Residencial Social MCMV

(**) CL: Consumidor Livre, AP: Autoprodutor e AI: Auto importador

5.2. Projeção de Margem Total Não Reposicionada

No Anexo 5 é apresentada a projeção da margem total não reposicionada por faixa de consumo para o quinquênio 2018-2022, considerando:

- a. O Anexo 3, que apresenta volume faturado por faixa de consumo e a projeção de faturas por faixa de consumo, com os devidos ajustes aplicados aos itens 5.2.1 e 5.2.2, utilizado para a conversão de número de clientes em número de faturas. A relação entre clientes e faturas é obtida utilizando um fator de conversão histórico.
- b. O Anexo 4, que apresenta as margens unitárias médias por faixa de consumo que são calculadas com base nas margens unitárias limites vigentes em 31/12/2016, indicada no Anexo 1, sem a parcela da retroatividade de -3,60% determinada pela Deliberação AGENERSA nº 1881 de 28/04/2014.

A mecânica de cálculo da margem total não reposicionada utiliza os seguintes critérios, aplicados mensalmente, objetivando maior precisão do cálculo:

5.2.1. Mercado Residencial

A margem residencial total é calculada a partir da projeção do consumo unitário médio mensal multiplicada pela projeção do número de faturas emitidas, considerando a aplicação do cálculo em cascata para obtenção da margem limite correspondente. Para a projeção do consumo unitário utilizou-se o consumo unitário médio projetado pelo modelo econométrico para o período de 2018 a 2022, conforme apontado no Documento Referência 3, elaborado pela Quantum Consultoria.

Ressalta-se ainda que o cálculo da margem referente ao consumo enquadrado na primeira faixa de consumo considera o limite máximo desta faixa, ou seja, o consumo mínimo.

5.2.2. Pequeno Comércio

Assim como no mercado residencial, a margem para o pequeno comércio é calculada a partir do consumo médio mensal de cada faixa de consumo e cada tipo de tarifa, considerando a aplicação do cálculo em cascata para obtenção da margem limite correspondente. Para a projeção do consumo unitário utilizou-se o estudo de projeção de consumo unitário, conforme apontado no Documento Referência 3, elaborado pela Quantum Consultoria.

5.2.3. Grande Comércio e Industrial

A margem referente aos grandes clientes comerciais e indústrias foi calculada cliente a cliente, ou seja, considerou-se o volume unitário mensal de cada cliente, aplicando-se o cálculo em cascata para obtenção da margem limite correspondente.

5.2.4. Gás Natural Veicular - GNV

A margem total foi calculada a partir da aplicação da margem limite deste segmento pelo volume projetado, em função deste segmento possuir tarifa única.

5.2.5. Térmicas

A margem para as térmicas foi calculada cliente a cliente, multiplicando a margem unitária pelo volume projetado. A margem unitária foi obtida através da seguinte fórmula, sem a parcela da retroatividade de - 3,60% determinada pela Deliberação AGENERSA nº 1881 de 28/04/2014:

$$M = \left(\frac{37.898}{(c + 40)^{2,8}} + 0,345 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{IGPMn}{IGPMo}$$

Onde c é o volume mensal em milhões de m³; R = 1 e IGPM₀ = 183,745

Em que pese o fato da Concessionária ter garantido o direito de cobrar a mesma margem de distribuição para consumidores que sejam supridos diretamente pelo fornecedor de gás natural, conforme determina §18 da Clausula Sétima do Contrato de Concessão, para efeitos do quinquênio 2018-2022, a Concessionária está utilizando em sua proposta o que determina a Deliberação AGENERSA nº 3243 de 19/10/2017.

A Deliberação AGENERSA nº 3243/2017 estabelece o expurgo de parcela relativa aos encargos de comercialização das margens de distribuição aos agentes autoprodutores, auto importadores e consumidores livres não enquadrados na hipótese da clausula sétima, parágrafo 18, do Contrato de Concessão, as margens calculadas para os clientes termelétricos UTE FURNAS (Santa Cruz), UTE Baixada Fluminense, UTE Governador Leonel Brizola e UTE Barbosa Lima Sobrinho, já contemplam a aplicação do desconto de 1,9% sobre suas margens de distribuição, sendo estes considerados como auto importadores e autoprodutores, em função de prever-se a migração destes consumidores para estas novas categorias..

5.2.6. Gás Liquefeito de Petróleo - GLP

A margem total foi calculada a partir da aplicação da margem limite deste segmento pelo volume projetado.

6. Custos Operacionais - OPEX

O conceito de OPEX inclui todas as despesas vinculadas à operação e à manutenção (O&M) das redes, gestão comercial dos usuários do serviço de distribuição de gás canalizado e à administração da CONCESSIONÁRIA.

Cabe ressaltar, que o OPEX não inclui as depreciações, pois as mesmas são consideradas de forma específica na aplicação da metodologia do Fluxo de Caixa Livre de Empresa (FCLE).

Conforme indicado nos parágrafos a seguir, a CONCESSIONÁRIA apresenta a seguinte abertura do OPEX:

- Despesas Operacionais:
 - Gastos de GNC;
- Despesas de Pessoal;
- Outras Despesas:
 - Provisões;
 - Perdas de Gás;
 - Gastos com Odorantes.

6.1. Despesas Operacionais

As despesas operacionais foram elaboradas a partir de uma base de dados que considera a realidade histórica em 2016, ajustada, onde pertinente, para refletir as mudanças de cenário associadas às projeções para o período de 2018 a 2022.

As despesas operacionais mais relevantes são decorrentes de:

- Gastos de atividade comercial: referem-se à captação de clientes, construção de instalações internas compreendidas entre o medidor e os equipamentos de consumo dos clientes, e adequação dentro das unidades residenciais. Para a captação dos clientes é necessária a adequação do ambiente e a construção das instalações internas de gás, cujo trecho após o medidor é de propriedade do cliente, a fim de deixá-las aptas ao uso do gás natural, conforme estabelece o Regulamento de Instalações Prediais (RIP). A CONCESSIONÁRIA incorre nesses gastos de atividade comercial, pois a experiência mostra que, em não o fazendo, não teria sucesso na captação de clientes. Nesse conceito se incluem: construção de instalação interna de gás, desde o medidor até o equipamento de consumo, instalação de aquecedor ou chuveiro a gás, colocação de sanca, adequação de ventilação ambiente e pintura do ambiente após as obras. Esse custo não incide no caso de Nova Construção, já que as novas habitações incorporam a construção das instalações internas, em obediência ao item 3 do RIP.
- Gastos de serviço a clientes: Compreendem, principalmente, Leitura de Medidores e envio de faturas aos clientes (incluindo todo os gastos com impressão e correios), Gestão de Cobrança e serviços de corte (custos relacionados ao controle de clientes inadimplentes), serviços com Call Center para teleatendimento, controle de qualidade de leitura, Inspeções e dentre outras;

- **Manutenção e Conservação:** Com maior relevância, a manutenção e conservação de Instalações Técnicas é composta pela manutenção e vistorias das redes do sistema de distribuição de gás natural, departamento e sistemas de emergência e manutenção de instalações industriais. Este item também engloba a manutenção de terrenos e edifícios (aluguel, manutenção, energia elétrica, água e impostos), de máquinas e ferramentas, bem como de equipamentos de informática e despesas com a frota de veículos (combustível, manutenção e impostos);
- **Serviços gerais e corporativos:** com maior peso em vigilância, serviços conservação e limpeza, e serviços de informática, e demais serviços administrativos corporativos;
- **Aluguel e Instalação de nova sede:** a atual sede da CONCESSIONÁRIA está localizada no centro da cidade em virtude da transferência do terreno de São Cristóvão para a Prefeitura da Cidade do Rio de Janeiro, por estar este inserido no projeto para desenvolvimento da região portuária, denominado "Porto Maravilha". Neste sentido, a CONCESSIONÁRIA teve a necessidade de remanejar parte de suas instalações e funcionários para um novo edifício. Em 2019, ocorrerá a realocação do pessoal remanescente para a nova sede, permanecendo em São Cristóvão apenas pessoal vinculado às instalações técnicas locais, tais como, laboratórios e centro de controle. A realocação desta equipe gerará a necessidade de locação de espaços adicionais na nova sede. O valor estimado global de aluguel com a nova sede é de R\$ 11,8 milhões/ano para o próximo quinquênio. Ademais, a expansão para os novos municípios exigirá despesas com novas salas comerciais próximo a essas regiões, evidenciando crescimento acima da média histórica;

No Anexo 7 encontram-se detalhadas as despesas operacionais projetadas para o período 2018 a 2022, em moeda constante de dezembro de 2016. Para tais projeções foram considerados, basicamente, os valores históricos, atualizados para 2016.

A projeção proposta apresenta um crescimento médio anual dos custos operacionais de 3,2% a.a., que representa um percentual moderado, e está relacionado diretamente ao aumento acima da média histórica em alugueis, manutenção de rede e instalações técnicas, serviço de Call Center e outros, visando a melhoria do atendimento aos clientes.

6.1.1. Gastos de GNC

Nesta sessão são apresentados os custos relacionados ao suprimento de gás para municípios abastecidos por GNC, abrangendo todo o ciclo de abastecimento, desde a compressão do gás natural, o transporte e a operação de descompressão do GNC. Foram considerados neste item custos fixos anuais das bases de compressão e descompressão, R\$ 216,1 e R\$ 330,8 mil reais respectivamente para cada ano, bem como o custo variável de transporte, correspondente a 0,46 R\$/m³.

Neste sentido, tem-se na Tabela 7 abaixo, as projeções de volumes e composição de despesas relacionadas aos gastos de GNC para o quinquênio 2018-2022.

Tabela 7- Projeção de Gastos de GNC em Milhões de Reais (2018-2022)

CEG	Ano				
	2018	2019	2020	2021	2022
Volumes (m³)					
CEG - Maricá	279.671	307.337	337.689	369.944	404.095
CEG - Mangaratiba	75.217	118.287	132.284	147.128	162.972
Total Volume GNC (m³)	354.888	425.624	469.973	517.072	567.067
Operação Estação de Compressão	R\$ 0,216	R\$ 0,216	R\$ 0,428	R\$ 0,428	R\$ 0,428
Transporte	R\$ 0,163	R\$ 0,196	R\$ 0,216	R\$ 0,238	R\$ 0,261
Operação Estação de Descompressão	R\$ 0,662	R\$ 0,662	R\$ 0,662	R\$ 0,662	R\$ 0,662
Total Custos GNC (Milhões de Reais)	R\$ 1,041	R\$ 1,074	R\$ 1,306	R\$ 1,328	R\$ 1,351

6.2. Despesas de Pessoal

O quadro de pessoal projetado para os próximos anos abrange pessoal de convênio, pessoal fora de convênio, menores aprendizes e estagiários. Considerou-se que não haverá aumento significativo no quadro de pessoal para os anos 2018 até 2022, e que ocorrerão ganhos reais para funcionários de convênio e excluídos de convênio. Tais gastos contemplam, além do salário base, conceitos como periculosidade, horas extras, adicionais de turno, redução de jornada, prontidão, etc, assim como encargos sociais incidentes sobre as rubricas salariais (INSS, FGTS, etc).

Estão incluídos ainda os gastos com planos de benefícios pós emprego, avaliados no conceito da Deliberação CVM 600: (1) plano de complementação de aposentadoria do ano 1990; (2) prêmio aposentadoria previsto no acordo coletivo de trabalho; (3) plano de complementação de aposentadoria do tipo benefício definido administrado pelo Gasius e (4) plano de saúde de ativos e de aposentados.

Adicionalmente, estão contemplados outros benefícios, como:

- Plano de previdência do tipo contribuição definida – Naturalprev;
- Ticket refeição e cesta básica;
- Assistência médica e odontológica;
- Bolsas de estudo e formação;
- Seguro de vida;
- Auxílio creche;
- Outras despesas de pessoal: inclui gastos com estagiários, vale transporte e outros benefícios.

À semelhança do registrado na contabilidade da CONCESSIONÁRIA, a proposta apresenta os "custos de pessoal líquido", descontando a mão-de-obra capitalizada para a execução do imobilizado da CONCESSIONÁRIA, porque uma parte importante de seus recursos está vinculada à engenharia e à supervisão de obras de novas canalizações e de renovação de redes.

No Anexo 7 encontra-se a projeção das despesas de pessoal da CONCESSIONÁRIA para o período 2018 a 2022, com um crescimento médio anual da ordem de 1,8%.

6.3. Outras Despesas

6.3.1. Provisões

As provisões contempladas são originadas pelo reconhecimento das perdas decorrentes de não pagamento das faturas de gás por parte dos clientes (provisões para devedores duvidosos – PDD).

No Anexo 7 encontra-se detalhada a evolução das provisões projetadas para o período 2018 a 2022.

6.3.2. Perdas de Gás

A forma mais usual e eficaz para se controlar o gás não contabilizado, ou perda, é através da diferença entre a quantidade de gás comprada (medições do fornecedor de gás) e a quantidade de gás vendida (medições da CONCESSIONÁRIA junto aos clientes). Essa diferença pode ser positiva ou negativa. A perda é expressa como um percentual do volume de gás comprado. A utilização de qualquer outra forma mais detalhada para determinar e controlar a perda de gás será necessariamente mais onerosa, sem acarretar qualquer benefício para o consumidor.

O termo, perda, nem sempre indica um escapamento. O escapamento é somente um dos vários fatores que contribuem para o surgimento das perdas. As causas para o gás não contabilizado, ou perdas, podem ser agrupadas em duas categorias. A primeira corresponde às perdas físicas, que compreendem as fugas de gás para a atmosfera, devido aos escapamentos existentes nas canalizações. A segunda representa as perdas não físicas, cuja origem está associada aos problemas de medição do gás, tanto pelo lado da compra (medições do Fornecedor de gás) como pelo lado da venda (medições da CONCESSIONÁRIA junto aos clientes).

- Perdas Físicas

Por definição, os escapamentos possuem uma dada intensidade (vazão) e têm sua localização desconhecida. São combatidos através de programas de localização e eliminação de escapamentos e de renovação de redes. O volume de gás perdido depende da pressão e da dimensão do furo existente na canalização e/ou nos elementos auxiliares da rede. Normalmente, um escapamento de gás terá uma vazão razoavelmente constante e aumentará gradualmente com o tempo, se não for localizado e reparado. A quantificação do escapamento de gás só pode ser realizada quando da sua localização e subsequente eliminação.

- Perdas Não Físicas

O gás perdido na medição ou com a falta da medição (perdas não físicas ou comerciais) é, na maioria dos casos, muito difícil de ser identificado. As medições são realizadas através da contabilização dos

volumes totais de gás comprado e vendido. As perdas não físicas são influenciadas pelas imprecisões das medições do volume de gás comprado e do volume de gás vendido, sendo que neste último caso também temos as perdas por fraude (furto de gás). A perda comercial é objeto de análises e diligências meticulosas, que buscam sua identificação e quantificação. Os programas de substituição de medidores obsoletos, de combate a fraudes e de aferição periódica de medidores, são ferramentas importantes para a redução deste tipo de perda. Como já visto no caso das perdas físicas, também no caso das perdas comerciais, sua quantificação só pode ser realizada por ocasião da sua identificação, quando normalmente a mesma é sanada.

Cabe ressaltar que o índice de perdas vem aumentando consideravelmente ao longo dos últimos anos. O nível de perdas registrado no ano de 2016 representa cerca de 1,5% do mercado, e apresentou tendência de aumento acentuado nos últimos 5 anos.

Diante deste cenário, a CONCESSIONÁRIA vem tomando uma série de ações e desenvolvendo programas que visam a vigilância permanente e o monitoramento sobre as perdas físicas e não físicas. Abaixo estão listadas essas ações:

- Programa anual de renovação da rede: Redução de fugas
- Rastreamento das equipes que visa o monitoramento online das equipes, objetivando o aumento da produtividade, promovendo um rápido direcionamento das equipes de manutenção em caso de avarias e fugas na rede de distribuição e caso de falha nos sistemas de medição.
- Implementação do controle de lacres no SIGEM (Sistema Gestão de Manutenção) para um maior controle das intervenções nas estações de gás natural e mitigação de manipulações indevidas.
- Implantação da mobilidade/Ordem de serviço eletrônica, proporcionando maior eficiência no plano de manutenção.
- Revisão do cadastro das pressões de fornecimento com objetivo de certificar que as pressões cadastradas no sistema de faturamento estão alinhadas com a pressão efetiva de fornecimento aos clientes que não possuem conversor de volume.
- Modernização das EM's e substituição de medidores obsoletos para promover a melhoria no sistema de medição dos mercados industrial, automotivo e termoelétrico.
- Modernização e ampliação da instalação de conversores e telemedição em todos os clientes com consumo entre 50.000 e 100.000m³/mês, possibilitando o monitoramento diário do sistema de medição, objetivando detectar desvios e falhas no sistema de medição com ação de correções imediatas. Sistema também utilizado para o faturamento de grandes clientes.
- Priorizar o Plano de Conservação e calibração por volume que prioriza o plano de manutenção dos clientes com maiores consumos, de forma a minimizar os erros de medição, em função das derivas dos medidores.
- Renovação do parque corretores de volume suscetíveis a fraude eletrônica para evitar manipulações indevidas ao sistema de medição.
- Revisão do processo de colocação em serviço, para alinhar todas as informações técnicas e de fornecimento de gás, de forma a não haver divergências dos dados inseridos nos sistemas de manutenção e faturamento com os praticados no cliente.
- Projeto caixa acrílica que impede manipulações indevidas no sistema de medição de gás natural.

Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

- Utilização do sensor indutivo para evitar a perda de medição por ação externa de campo magnético.
- Substituição dos medidores referentes ao mercado residencial para garantir a melhoria do sistema de medição residencial.
- Revisão dos contratos dos clientes industriais e GNV para adequar o consumo contratual ao perfil de consumo real.
- Revisão dos clientes com consumo fora do range dos medidores para adequar o sistema de medição ao real perfil de consumo dos clientes, para que os mesmos operem entre a vazão mínima (Q_{min}) e a vazão máxima (Q_{max}).
- Revisão contratual dos clientes com consumo zero com objetivo de inspecionar e certificar que realmente não há consumo nos clientes. Em caso de não haver consumo, se realiza a rescisão contratual e corte físico do ramal.
- Controle único das solicitações de manutenção corretiva (Projeto Convergência). Foi desenvolvido de modo que as ações de manutenções corretivas possuam controle único e priorização. Após a realização das manutenções, quando comprovada a perda de medição, existe uma recuperação monetária deste volume não medido.
- Projeto bancada de teste de medidores (oficina de manutenção) que visa reduzir o índice de reprovação dos medidores na bancada de calibração, de forma a atender o Plano de calibração.
- Novos contratos para calibração RBC e manutenção de medidores que possibilita ter mais de uma bancada de calibração, de forma a manter o parque de medidores calibrados.

Cabe mencionar que, segundo o estabelecido no item 3, parte 1 do Anexo II do Contrato de Concessão, o programa de redução e controle permanente de perdas físicas e não físicas visa a obtenção de índices de performance de sistemas eficientes abaixo de 3% (três por cento).

Desta forma, foram estimadas para o mercado total perdas de 2,80% ao ano, no período de 2018 a 2022.

Para fins de determinação de valor da despesa de perdas de gás utiliza-se a projeção do custo de gás do mercado convencional, descrita no item 6.3.2.1. No Anexo 7 encontra-se detalhada a evolução das despesas de perdas de gás projetadas para o período 2018 a 2022.

Foi realizado um estudo detalhado sobre perdas em sistemas de distribuição de gás natural canalizado com a instituição de ensino UERJ, apresentada no Documento Referência 9 que embasa as projeções citadas.

6.3.2.1. Projeção de Custos de Suprimento de Gás para o Mercado Convencional no Período 2018-2022

Ressalta-se que este item 6.3.2.1 está baseado em premissas obtidas a partir dos contratos assinados entre esta CONCESSIONÁRIA e seu(s) fornecedor(es) de gás natural, que contém cláusulas de CONFIDENCIALIDADE. Desta forma, solicita-se que este não seja tomado público a fim de respeitar tais cláusulas.

6.3.3. Gastos com Odorante

O gás natural é entregue inodoro pelo Transportador às Concessionárias de distribuidores. Em atendimento a deliberação AGENERSA Nº. 1022, de 29 de março de 2012, a CONCESSIONÁRIA deve colocar odor no gás natural para que o produto seja distribuído em segurança. Este procedimento de odorização do gás natural utiliza produto específico, que faz parte da família de Mercaptanas, permitindo determinados limites inferiores e superiores de concentração de odorante na rede de distribuição.

As Redes de Distribuição de CEG por ter trechos antigos e de material Ferro Fundido necessita de concentração maior de odorante para compensar a perda de odor ao longo de sua extensão. No caso particular dos ramais que atendem, exclusivamente, Usinas Termoelétricas, aplica-se a mínima concentração de odorante, conforme recomendado pela AGENERSA.

Existe uma vigilância da concentração de odorante na rede de distribuição de Gás Natural, cujos resultados são reportados para a AGENERSA. Neste sentido, tem-se na Tabela 9 abaixo, as projeções de despesas relacionadas aos gastos de odorização para o quinquênio 2018-2022, que leva em consideração todo o volume comprado pela CONCESSIONÁRIA, incluindo aquele destinado às perdas, conforme definido no item 6.3.2.

Tabela 9 - Projeção de Gastos com Odorante em Milhões de Reais (2018-2022)

Custo Anual Odorante - Valores em MR\$ (moeda dez/2016)					
Categorias	2018	2019	2020	2021	2022
Térmicas	0,33	0,13	0,13	0,13	0,13
Demais Categorias	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97
Total	1,29	1,09	1,10	1,10	1,10

6.4. Resumo de Projeções de OPEX

Na Tabela 10 abaixo, tem-se o resumo da projeção de OPEX para o período de 2018 a 2022 e o seu detalhamento está apresentado no Anexo 7.

Tabela 10 - Projeção de OPEX em Milhões de Reais (2018-2022)

CEG	OPEX Valores em MR\$ (moeda dez/2016)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Conceitos					
Despesas Operacionais	276,23	291,06	299,26	306,12	313,52
Despesas de Pessoal	143,00	147,83	153,52	153,52	153,52
Outras Despesas	91,69	90,14	95,42	103,66	108,54
Provisões	25,11	20,48	21,46	22,00	23,58
Perdas de Gás	65,19	68,56	72,86	80,06	84,86
Gastos com Odorante	1,29	1,09	1,10	1,10	1,10
TOTAL	510,81	529,03	548,20	563,30	576,58

7. Receitas Correlatas

O presente relatório trata das receitas correlatas de acordo com o estipulado no objeto do Contrato de Concessão, que contempla o serviço de distribuição de gás natural através de canalizações e o desempenho de atividades correlatas, compatíveis com a natureza do serviço anteriormente citado.

Nesse contexto, entendemos que as atividades correlatas são aquelas que envolvem custos e receitas que não são decorrentes diretamente da venda de gás. De acordo com o deliberado pelo Regulador nas Revisões Quinquenais anteriores, tais receitas foram consideradas, com proporção que variam de 100% a 50%, no cálculo das tarifas limite do serviço de distribuição de gás canalizado. As atividades correlatas consideradas na proporção de 50% são serviços técnicos de adequação de ambiente necessários para o início ou continuidade do fornecimento de gás, transformação e instalação de equipamentos, e outros serviços de assistência técnica.

As atividades correlatas consideradas na proporção de 100% são aquelas provenientes de investimentos que compõem a Base de Remuneração de Ativos. Tais atividades objetivam, principalmente, o desenvolvimento da distribuição de gás canalizado, na medida em que promovem o incremento da eficiência na alocação dos recursos, contribuindo assim para a modicidade tarifária. Dentre estas atividades destacam-se a prestação de serviços de informática, de administração, de manutenção e de operação à CEG RIO, através de acordos firmados onde a CEG RIO remunera a CEG e que são consideradas no OPEX da CEG RIO.

No Anexo 8 encontra-se a projeção das Receitas Correlatas consideradas no cálculo das tarifas limite que somam R\$ 125,60 milhões para o período 2018 a 2022.

8. Plano de Investimentos

O Plano de investimento elaborado pela CONCESSIONÁRIA está subdividido em três modalidades de investimentos: **Singulares, Fixos e Variáveis**. A proposta contempla investimentos de R\$ 267,91 milhões em 2017 e R\$ 1.339,36 milhões no período entre 2018 a 2022, conforme demonstrado na Tabela 11 e nos subitens a seguir:

Tabela 11 - Projeção de Investimentos Total – em Milhões de Reais (2017 – 2022)

Itens	CEG - Investimentos Total (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16						Total 2018-2022
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
INVESTIMENTOS MATERIAIS	245,33	259,80	268,42	257,14	247,25	232,01	1.254,63
<i>Redes</i>	<i>130,78</i>	<i>133,23</i>	<i>131,85</i>	<i>130,79</i>	<i>127,43</i>	<i>118,42</i>	<i>641,71</i>
<i>Novas Redes AP/GNC</i>	6,51	27,02	18,63	19,69	13,26	2,88	81,47
<i>Novas Redes MP/SP</i>	54,46	61,41	55,54	51,33	53,73	55,90	277,81
<i>Renovação Redes</i>	66,00	43,71	55,82	57,89	57,90	57,07	272,38
<i>Outros - Redes</i>	1,81	1,10	1,87	1,87	2,54	2,57	9,95
<i>Ramais</i>	<i>22,61</i>	<i>23,28</i>	<i>25,47</i>	<i>26,18</i>	<i>27,12</i>	<i>27,94</i>	<i>129,99</i>
<i>Novos Ramais</i>	18,27	20,47	21,20	21,90	22,85	23,66	110,08
<i>Renovação de Ramais</i>	4,18	2,67	4,13	4,13	4,13	4,13	19,21
<i>Outros - Ramais</i>	0,16	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,70
<i>Construção de ERM⁶/GNC⁷</i>	9,54	8,89	8,80	9,69	5,53	5,35	38,26
<i>Instalações Auxiliares de Rede</i>	21,57	33,70	33,13	33,91	33,04	23,50	157,28
<i>Outros Investimentos Materiais</i>	60,83	60,71	59,17	56,57	54,14	56,80	287,39
<i>Aquisição de Medidores</i>	29,46	30,66	31,20	32,23	33,27	34,37	161,72
<i>Instalações Comunitárias</i>	8,04	9,72	10,42	10,56	10,96	11,23	53,01
<i>Terrenos e Edifícios</i>	13,50	11,64	7,64	3,62	-	-	23,11
<i>Máquinas e Equipamentos</i>	2,39	1,78	2,38	2,03	2,03	3,24	11,48
<i>Equipamentos Processos Informatização</i>	1,87	1,84	1,92	1,99	2,07	2,16	9,98
<i>Veículos</i>	0,44	1,23	1,62	1,61	1,61	1,61	7,68
<i>Outros Investimentos</i>	5,13	3,84	3,99	4,19	4,19	4,19	20,41
INVESTIMENTOS IMATERIAIS	22,57	16,02	17,02	17,02	17,02	17,66	84,73
TOTAL INVESTIMENTOS SINGULARES	267,91	275,82	275,44	274,16	264,27	249,67	1.339,36

No Anexo 9, encontra-se o total da projeção de investimentos para o período de 2017 a 2022, assim como as metas físicas e financeiras por município.

8.1. Investimentos Singulares

São investimentos em projetos específicos, abaixo descritos:

⁶ ERM – Estação de Regulagem e Medição

⁷ GNC – Estação de Compressão e Descompressão de Gás Natural Comprimido

Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

- Reforço Santa Cruz e AMBEV – extensão de 5,8 km de rede de 20" em AP 42, localizado no Município de Seropédica, visando garantir o atendimento da demanda do Distrito Industrial de Santa Cruz/ Município do Rio de Janeiro. O Reforço para AMBEV visa atender a expansão das atividades industriais deste cliente;
- Estação de Compressão Modulação: Investimentos destinados à construção da Estação de Compressão de Gás Natural no município de Duque de Caxias visando atender o Projeto Estruturante de GNC da CEG;
- Biometano: Investimentos em estação de regulação e pressão, cromatografia, entre outros, além da construção de rede para interligação com o sistema de distribuição de gás natural para aproveitamento de biometano;

Na Tabela 12 abaixo estão apresentados os valores dos investimentos para o ano de 2017 e para o período de 2018 a 2022:

Tabela 12 - Projeção de Investimentos por Projetos em Milhões de Reais (2017-2022)

CEG - Investimentos Singulares (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16							
Projeto	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total 2018-2022
Biometano	0,89	1,44	4,13	12,50	12,19	-	30,26
Reforço de Rede	8,95	20,74	13,78	5,00	-	-	39,52
Cliente AMBEV	3,05	10,55	-	-	-	-	10,55
Santa Cruz	2,90	10,19	13,78	5,00	-	-	28,96
Estação de GNC ⁸	5,30	3,31	4,07	4,07	-	-	11,45
Estação Modulação GNC	0,27	0,26	4,07	4,07	-	-	6,40
Estação Maricá	4,03	-	-	-	-	-	-
Estação Mangaratiba	1,00	3,05	-	-	-	-	3,05
Projetos de ERD ⁹	1,62	1,68	1,67	2,45	2,72	2,45	10,97
Projetos Menores (Renovação) ¹⁰	3,38	5,49	0,96	2,08	2,72	1,89	13,14
TOTAL Investimentos Singulares	17,15	32,66	24,60	26,11	17,63	4,35	105,34

8.2. Investimentos Fixos

São investimentos que, de forma direta, não induzem aumento de demanda e nem possuem relação de dependência com as altas e baixas dos clientes.

⁸ GNC – Estação de Compressão e Descompressão de Gás Natural Comprimido

⁹ Estação de Regulação Distribuída

¹⁰ Projetos Menores: renovação de trechos na BR 101, Rio Santos, Washington Luis e outros

Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Tais investimentos são necessários para o gerenciamento da rede de distribuição visando à melhoria contínua da sua operação e manutenção para aumento dos níveis de segurança. São exemplos de investimentos fixos a substituição de ativos obsoletos e a modernização dos sistemas informáticos e de gerenciamento da rede de distribuição. Nesse item destacam-se:

- Renovação de Rede MP / BP: corresponde à substituição de rede de material obsoleto;
- Renovação de Ramais: corresponde à substituição de ramais associados às redes obsoletas renovadas;
- Sistemas de Tecnologia da Informação:
 - Desenvolvimento de projetos, soluções e manutenções evolutivas para as diversas direções da empresa através do suporte tecnológico às ações e adequações dos seus respectivos processos de negócio, assim como a viabilização do cumprimento de novas obrigações jurídicas, fiscais e regulatórias;
 - Aquisição e renovação de hardware (infraestrutura central do CPD, equipamentos de telecomunicações, redes de dados e segurança da informação);
- Veículos e Outros ativos operacionais utilizados na prestação dos serviços: necessário para substituir equipamentos depreciados e garantir a capacidade máxima de prestação de serviços de manutenção, construção e atendimento a clientes. Dessa forma, serão necessários investimentos em veículos, equipamentos e adequações físicas. Com o crescimento da malha de distribuição, da base de clientes e do potencial existente, serão necessários novos escritórios, adequação dos edifícios para instalar as equipes de vendas, de construção, manutenção e emergência, além da aquisição de veículos para incremento da frota como também para substituição de veículos antigos (mais de cinco anos de uso).
- Terrenos e Edificações representam os investimentos realizados principalmente na adequação das instalações técnicas das equipes que permanecerão operando nas instalações remanescentes de São Cristóvão. Com a desistência da construção de uma sede para abrigar todos os funcionários da empresa em uma única área, se optou pela permanência em São Cristóvão das seguintes instalações:
 - Centro de controle, o qual as equipes de controle de rede e atendimento a emergências se localizam;
 - Laboratórios de medidores, qualidade do gás natural e de teste de equipamentos de gás natural;
 - Oficinas de odorização;
 - Oficinas de equipamentos da rede; e
 - Almoxarifados.

Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

A proposta contempla investimentos fixos de R\$ 159,10 milhões em 2017 e R\$ 720,66 milhões no período entre 2018 a 2022, conforme demonstrado na Tabela 13 abaixo.

Tabela 13 - Projeção de Investimentos Fixos em Milhões de Reais (2017-2022)

CEG - Investimentos Fixo (MRS/ano) - Moeda de Dez'16							
Itens	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total 2018-2022
INVESTIMENTOS MATERIAIS	136,52	121,63	134,07	131,42	128,27	120,63	635,93
<i>Redes</i>	<i>73,74</i>	<i>51,11</i>	<i>63,49</i>	<i>65,50</i>	<i>65,53</i>	<i>65,57</i>	<i>313,21</i>
<i>Novas Redes AP/GNC</i>	0,39	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	2,22
<i>Novas Redes MP/BP</i>	8,67	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	36,61
<i>Renovação Redes</i>	62,67	42,21	55,82	55,82	55,82	55,82	265,48
<i>Outros - Redes</i>	1,81	1,10	1,87	1,87	1,91	1,95	8,70
<i>Ramais</i>	<i>4,34</i>	<i>2,81</i>	<i>4,27</i>	<i>4,27</i>	<i>4,27</i>	<i>4,27</i>	<i>19,91</i>
<i>Novos Ramais</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Renovação de Ramais</i>	4,18	2,67	4,13	4,13	4,13	4,13	19,21
<i>Outros - Ramais</i>	0,16	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,70
<i>Construção de ERM ¹¹/ GNC ¹²</i>	<i>1,99</i>	<i>0,72</i>	<i>0,72</i>	<i>0,72</i>	<i>1,68</i>	<i>1,68</i>	<i>5,52</i>
<i>Instalações Auxiliares de Rede</i>	<i>21,57</i>	<i>33,70</i>	<i>33,13</i>	<i>33,91</i>	<i>33,04</i>	<i>23,50</i>	<i>157,28</i>
<i>Outros Investimentos Materiais</i>	<i>34,89</i>	<i>33,29</i>	<i>30,46</i>	<i>27,01</i>	<i>23,73</i>	<i>25,51</i>	<i>140,01</i>
<i>Aquisição de Medidores</i>	12,13	13,01	12,93	13,37	13,84	14,32	67,47
<i>Instalações Comunitárias</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Terrenos e Edifícios</i>	13,00	11,64	7,64	3,82	-	-	23,11
<i>Máquinas e Equipamentos</i>	2,39	1,78	2,38	2,03	2,03	3,24	11,48
<i>Equipamentos Processos Informatização</i>	1,87	1,84	1,92	1,99	2,07	2,16	9,98
<i>Veículos</i>	0,44	1,23	1,62	1,61	1,61	1,61	7,68
<i>Outros Investimentos</i>	5,06	3,78	3,95	4,18	4,18	4,18	20,29
INVESTIMENTOS IMATERIAIS	22,57	16,02	17,02	17,02	17,02	17,66	84,73
TOTAL INVESTIMENTOS SINGULARES	159,10	137,65	151,09	148,44	145,29	138,19	720,66

8.3. Investimentos Variáveis

São investimentos que, de forma direta, induzem aumento de demanda e possuem relação de dependência com as altas e baixas dos clientes.

Os investimentos variáveis são necessários para permitir a captação dos novos clientes, que no presente relatório somam 368.392 novos clientes. A captação de novos clientes está focada predominantemente no mercado residencial, devido à sua importância na base de clientes.

Para o caso do mercado residencial, que requer o maior volume de recursos, os investimentos foram planejados, conforme descrito no Documento Referência 1, '*Plano de Expansão Comercial*' 2018-2022.

Os investimentos para a captação de todos os mercados contemplam:

¹¹ ERM – Estação de Regulação e Medição

¹² GNC – Estação de Compressão e Descompressão de Gás Natural Comprimido

Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

- ✓ Nova rede MP/BP: correspondente à construção de nova rede de MP/BP;
- ✓ Novos ramais: correspondente à construção de novos ramais. Referem-se ao trecho compreendido entre a rede e o limite de propriedade e, conforme estabelecido no Regulamento de Instalações Prediais (RIP), denomina-se *Ramal Externo*;
- ✓ Instalações Comunitárias: referem-se ao trecho do ramal compreendido entre o limite de propriedade e o medidor ou local da sua instalação e, conforme estabelecido no Regulamento de Instalações Prediais (RIP), denomina-se *Ramal Interno*;
- ✓ Aquisição de ERM's (Estações de Regulagem e/o Medição): aquisição e instalação de ERM's para grandes clientes.
- ✓ Aquisição de medidores: aquisição e instalação de medidores e reguladores para os demais clientes (residencial e pequeno comércio).

A proposta contempla investimentos variáveis de R\$ 91,67 milhões em 2017 e R\$ 513,36 milhões no período entre 2018 a 2022, conforme demonstrado na Tabela 14 abaixo:

Tabela 14 - Projeção de Investimentos Variáveis – Milhões de Reais (2017 – 2022)

CEG - Investimentos Variável (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16							
Itens	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total 2018-2022
INVESTIMENTOS MATERIAIS	91,67	105,51	99,75	99,61	101,36	107,13	513,36
Redes	46,89	56,23	48,73	46,94	47,00	50,88	249,88
Novas Redes AP/GNC	1,29	2,18	0,55	2,98	0,63	2,43	8,77
Novas Redes MP/BP	45,59	54,05	48,18	43,96	46,37	48,54	241,10
Renovação Redes	-	-	-	-	-	-	-
Outros - Redes	-	-	-	-	-	-	-
Ramais	18,27	20,47	21,20	21,90	22,65	23,66	110,08
Novos Ramais	18,27	20,47	21,20	21,90	22,65	23,66	110,08
Renovação de Ramais	-	-	-	-	-	-	-
Outros - Ramais	-	-	-	-	-	-	-
Construção de ERM¹³	1,14	1,45	1,13	1,23	1,13	1,22	6,15
Instalações Auxiliares de Rede	-	-	-	-	-	-	-
Outros Investimentos Materiais	25,38	27,36	26,69	29,54	30,39	31,28	147,26
Aquisição de Medidores	17,34	17,64	18,27	18,66	18,43	20,06	94,25
Instalações Comunitárias	8,04	9,72	10,42	10,69	10,95	11,23	53,01
Terrenos e Edifícios	-	-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	-	-	-	-	-	-	-
Equipamentos Processos Informatização	-	-	-	-	-	-	-
Veículos	-	-	-	-	-	-	-
Outros Investimentos	-	-	-	-	-	-	-
INVESTIMENTOS IMATERIAIS	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL INVESTIMENTOS SINGULARES	91,67	105,51	99,75	99,61	101,36	107,13	513,36

¹³ ERM – Estação de Regulagem e Medição

9. Base de Remuneração dos Ativos - BRA

9.1. Ativos a serem Remunerados

Considerando as diretrizes do § 6º e 7º, da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, abaixo são apresentados os ativos regulatórios que compõem a Base de Remuneração dos Ativos, proposta para a 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite:

- a) **Ativos Operacionais Imobilizados:** por força da Interpretação Técnica do Comitê de Pronunciamentos Contábeis - ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão, os ativos operacionais imobilizados foram reclassificados como ativos intangíveis, a partir de 2011, correspondendo, atualmente, à parcela não depreciada dos ativos operacionais imobilizados registrados ao final de 2016 na contabilidade da CONCESSIONÁRIA e que são vinculados à concessão;
- b) **Intangível Inicial, referente a privatização:** parcela não amortizada dos intangíveis da CONCESSIONÁRIA, ao final de 2016, conforme definido no §6º, alínea b, da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão.
- c) **Intangível Novo, referente ao 3º Termo Aditivo:** corresponde aos valores da contraprestação prevista no 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão assinado em 01 de dezembro de 2014, levado ao intangível devidamente atualizado pela variação do IGP-M, a partir das datas de pagamento das contraprestações, conforme determinado pelos artigos 2.1.2 do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão. Adicionalmente, o artigo 2.1.3 do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão estabelece que a amortização deste intangível se dará, igualmente aos demais intangíveis, linearmente ao longo de 20 anos, tendo início a partir de 01 de janeiro de 2018, sendo atualizado pelo IGP-M a partir da data dos pagamentos da contraprestação, levando em consideração os valores já amortizados na revisão tarifária anterior (2013-2017), evitando a contabilização em duplicidade de valores destinados à amortização.
- d) **Total da depreciação dos ativos operacionais da CONCESSIONÁRIA que tenham sido imobilizados entre 2012 e 2016,** conforme estipulado na alínea c, do parágrafo sexto, da cláusula sétima no Contrato de Concessão;
- e) **Saldo Remanescente de Gastos Diferidos:** Como resultado das revisões quinquenais passadas, o Agente Regulador reconheceu como parte da BRA, os gastos referentes à captação de clientes e instalações internas de propriedade do usuário, chamados de gastos diferidos, registrados na contabilidade até o final de 2008. Desta forma, todo diferido registrado como ativo até 31 de dezembro de 2008 terá o seu saldo remanescente amortizado em 10 anos, conforme estabelecido pela Lei nº 11.941/09 e pelo CPC 13. Ressalta-se que pelas novas normas contábeis, a partir de 2009, os diferidos são classificados como despesas na contabilidade da CONCESSIONÁRIA.

Deve-se destacar que bens vinculados são todos os bens efetivamente utilizados pela CONCESSIONÁRIA na prestação dos serviços, conforme definido no §4º da cláusula doze do contrato de concessão, e que a abrangência dos serviços prestados pela CONCESSIONÁRIA é apresentada nas alíneas a e b do §1º da cláusula primeira do mesmo contrato, incluindo tanto a distribuição de gás canalizado como atividades correlatas compatíveis com a natureza do deste serviço.

9.2. Atualização dos Ativos pelo IGP-M

O Contrato de Concessão prevê em seu § 8º da Cláusula Sétima que os ativos operacionais, os intangíveis e a depreciação dos ativos operacionais serão atualizados monetariamente pelo IGP-M (FGV). Segundo o contrato, a correção monetária dos ativos imobilizados existentes na data de início da concessão incide a partir de 31 de dezembro de 1996, porém, o cálculo da atualização se deu a partir de 21 de julho de 1997, data de assinatura do contrato. Para o cálculo do intangível, a atualização se deu a partir de 31 de dezembro de 1996.

9.3. Base Inicial de Remuneração de Ativos

A Base Inicial de Remuneração de Ativos (BRA) é composta pela soma dos seguintes conceitos, considerando valores em moeda de dezembro de 2016:

- Parcela não depreciada dos ativos intangíveis até Dez-16: O montante dos ativos não depreciados incorporados até dezembro de 2016 é calculado ativo por ativo, obtendo-se a parcela não depreciada através dos dados extraídos do sistema. Para tal criou-se um banco de dados, a partir do sistema SAP 6.0, módulo AA, com todas as informações necessárias solicitadas pelo Contrato de Concessão. A partir destes dados contábeis, devidamente auditados, foi extraída a relação de bens em 31 de dezembro de 2016, com seus valores de incorporação e suas respectivas datas de imobilização, sobre a qual procedeu-se o cálculo da depreciação conforme indicado no item 9.4 abaixo, totalizando uma parcela de R\$ 3.339,50 milhões;
- Intangível Inicial, referente a privatização: conforme definido no parágrafo sétimo da cláusula sétima, descrito no item 9.1 acima, no valor de R\$ 26,46 milhões;
- Intangível Novo, referente ao 3º Termo Aditivo: conforme descrito no item 9.1 acima, o intangível do 3º Termo Aditivo ao contrato de Concessão considerado é de R\$ 165,86 milhões, deste valor foi deduzida a amortização referente à revisão tarifária do ciclo anterior, no valor de R\$ 10,46 milhões;
- Reposição da Depreciação Investimentos 2012-2016: conforme descrito no item 9.1 acima, o valor a ser considerado é de R\$ 128,04 milhões de reais.

Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

- Saldo Remanescente de Gastos Diferidos: conforme definido no item 9.1, no valor de R\$ 19,45 milhões de reais.

A esse valor inicial incorpora-se a previsão da evolução desta base referente aos investimentos previstos para o ano de 2017, conforme demonstrado na Tabela 15 abaixo, obtendo-se a base inicial em 01 de janeiro de 2018, no valor de R\$ 3.721,82 milhões.

Após a criação do banco de dados e a partir da data de imobilização de cada bem, os valores foram atualizados mês a mês pelo IGP-M para 31 de dezembro de 2016.

Tabela 15 - Resumo da Base Inicial de Remuneração de Ativos (BRA)

CEG - BRA, - Valores em MR\$ (moeda de DEZ/2016 - pelo IGP-M)				
Conceitos (valores em Milhões R\$)	Posição em Dez/2016	Lançamentos em 2017	Depreciação em 2017	Posição em Jan/2018
Imobilizado até Dez/2016	3.339,50		197,33	3.172,17
Intangível Inicial	26,46		26,46	0,00
Intangível Novo	185,86		10,46	155,40
Saldo Remanescente de Gastos Diferidos	19,45		16,69	2,76
Reposição da Depreciação Investimentos 2012-2016		128,04		128,04
Investimento em 2017		267,91	4,47	263,44
Saldo Total da BRA	3.551,27			3.721,82

No Anexo 10, encontra-se a Base de Remuneração dos Ativos detalhada, proveniente da contabilidade, devidamente atualizada para dezembro de 2016.

9.4. Depreciação dos Ativos

O Contrato de Concessão prevê, no § 8º da Cláusula Sétima, que a depreciação dos ativos operacionais imobilizados se dará na forma da regulamentação que esteja em vigor e a amortização dos intangíveis se dará linearmente em 20 (vinte) anos.

Desta forma, cada bem existente na contabilidade da CONCESSIONÁRIA, devidamente atualizado pelo IGP-M, foi depreciado de acordo com as regras definidas nas revisões tarifárias anteriores, ou seja:

- Até dez/2001: os ativos incorporados até Dez-01 são projetados a partir de sua data de incorporação, depreciados conforme a vida útil de cada ativo. A data de início de depreciação é o mesmo mês de incorporação.
- A partir de 2002: critério definido nas 1ª, 2ª e 3ª Revisões Quinquenais Tarifárias da CONCESSIONÁRIA. Ou seja, os ativos incorporados a partir de Jan-02 são projetados com data de incorporação em janeiro do ano de incorporação, depreciados em 30 anos no caso do Imobilizado e amortizados em 10 anos no caso do Diferido. Em ambos os casos, é considerada a metade do valor da depreciação no primeiro ano.

Dessa forma, foi possível quantificar o valor da depreciação em cada ano, desde a privatização, assim como a projeção de seu valor até 2022.

9.5. Base Final de Remuneração de Ativos

A Base Final de Remuneração de Ativos corresponde somatório dos valores, com posição em dezembro de 2022, das parcelas não depreciadas/amortizadas:

- a) Da Base Inicial de Remuneração;
- b) Dos investimentos projetados para o período de 2018 a 2022;
- c) Do intangível referente ao 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão;

Cabe ressaltar que as parcelas da Base Inicial de Remuneração referentes ao Intangível da privatização e aos Gastos Diferidos não compõem a Base Final, uma vez que serão completamente amortizados/depreciados durante o quinquênio de 2018 a 2022.

No Anexo 10 está apresentada a evolução da Base de Remuneração de Ativos Projetada para o quinquênio 2018-2022.

10. Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior**10.1. Apuração do saldo de investimentos não realizado no quinquênio 2013 -2017****a. Balanço entre valores deliberados e realizados, ano a ano**

A presente proposta trata os valores dos investimentos em gasodutos de acordo como 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, bem como sua correspondente contraprestação não serão objeto de reequilíbrio econômico financeiro, conforme itens 2.1 e 2.1.4 da cláusula 2º do citado aditivo, sendo ambos desconsiderados para o cálculo desta compensação dos investimentos não realizados no quinquênio anterior.

Tabela 16 – Memória de cálculo dos investimentos deliberado e realizado de 2013 a 2017

CEG (moeda dez/2016) Valores em Milhões R\$	Ano					Total 2013-2017
	2013	2014	2015	2016	2017	
Investimento Deliberado	434	287	259	308	259	1.548
Investimento Deliberado (Sem gasodutos 3º Aditivo)	431	257	248	211	218	1.366
Investimento Realizado	215	271	286	257	268	1.297

* Valores projetados até jun/2017

b. Razões do desvio entre os valores planejados e os valores realizados

Como pode ser observado na tabela acima, a CONCESSIONÁRIA apresenta um montante investido de R\$ 1.297 milhões, o que representa 95% da meta de investimentos planejados para o quinquênio, excluídos os gasodutos objeto do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão.

Vale comentar que, semestralmente, em cumprimento do Item III do Art. 13º da Deliberação AGENERSA 1.796/2013, a CONCESSIONÁRIA vem informando ao regulador os investimentos efetivamente realizados, bem como vem apresentando, no bojo dos processos regulatórios específicos para acompanhamento dos investimentos, as justificativas para os desvios existentes entre os valores planejados e os realizados.

A CONCESSIONÁRIA ressalta que empregou e vem empregando seus melhores esforços para cumprir com os compromissos estabelecidos para o período 2013-2017, em um cenário macroeconômico desfavorável em função da grave e profunda crise econômica presente no período, onde a expectativa de demanda de vários projetos não se cumpriu. Adicionalmente, a CONCESSIONÁRIA sofreu com a demora na obtenção de alguns licenciamentos, que atrasam o planejamento da realização de suas obras e, por conseguinte, o cumprimento de suas metas de investimentos. Especificamente no caso do Município do Rio de Janeiro cabe comentar que, em função da realização de eventos esportivos de grande vulto, como a Copa do Mundo (2014) e as Olimpíadas (2016), algumas obras e reparos tiveram seus cronogramas impactados pela proibição da realização de obras em logradouros públicos durante determinado período.

No tocante aos investimentos singulares planejados para o quinquênio 2013-2017, cabe observar que não foram realizados os projetos de Adrianópolis, Biometano e parte do projeto Olimpíadas 2016. Abaixo são apontadas as razões que justificam o ocorrido:

- **Adrianópolis:** Tratava-se de um investimento para a construção de 9 km de extensão de rede, de AP 8", referente ao anel de distribuição da região metropolitana do Rio de Janeiro visando aumentar a capacidade de distribuição. Este investimento não foi realizado em função da redução da expectativa de consumo de gás natural na região Metropolitana do Rio de Janeiro em virtude da recessão econômica.
- **Biometano:** Tratava-se de investimentos em estação de regulação e pressão, cromatografia, entre outros, além da construção de rede para interligação com o sistema de distribuição de gás natural para aproveitamento de biometano, em atendimento a Lei Estadual N° 6361/2012. Este investimento não foi realizado em função do aguardo da regulamentação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) quanto as condições de comercialização e injeção do biometano nas redes de distribuição de gás natural.
- **Projeto Olimpíadas 2016:** Tratava-se de investimentos em remanejamentos de rede e instalações diversas visando o fornecimento para transporte público, climatização e unidades comerciais e residenciais.

Cabe enfatizar que a CONCESSIONÁRIA empregou seus melhores esforços a fim de cumprir com os compromissos estabelecidos no Projeto Olimpíadas, tendo inclusive superado a meta de investimentos de remanejamentos de rede. Contudo, alguns fatores alheios à vontade da CONCESSIONÁRIA impediram o total cumprimento dos investimentos planejados para o fornecimento para transporte público, climatização e unidades comerciais e residenciais, vinculados aos jogos olímpicos. O acompanhamento destas metas de investimentos faz parte de processo regulatório específico AGENERSA N° E-12/003.092/2015.

No que diz respeito aos investimentos referentes ao transporte público por GNV, informamos que apesar dos esforços empreendidos por esta CONCESSIONÁRIA, visando incentivar os agentes do mercado para realização de tais projetos, sua concretização dependia de três fatores principais: (i) aprimoramento de tecnologia por parte das montadoras de veículos; (ii) interesse por parte das empresas que operam a frota de BRT do Estado; e (iii) incentivos por parte do Governo Estadual para utilização de energia limpa na Frota do Estado. Na tentativa de viabilizar este projeto, a CONCESSIONÁRIA realizou reuniões com: (a) representantes da prefeitura do RJ, para possibilitar o fornecimento de gás natural ao transporte público que trafegaria no corredor expresso Transolímpico e, com (b) representantes do Comitê Olímpico e do Comitê da Rio 2016, para fornecer o gás natural aos ônibus que circulariam internamente dentro das manchas olímpicas, para o transporte dos atletas. No entanto, apesar de todas as iniciativas da CONCESSIONÁRIA, a não concretização dos fatores indicados acima inviabilizaram o sucesso do desenvolvimento do projeto "Transporte Público por GNV".

Da mesma forma, não foi possível a concretização de grande parte dos investimentos planejados para o "Projeto de Instalações Esportivas", que compreendia investimentos para o fornecimento de gás natural

para climatização e unidades comerciais, bem como fornecimento de gás natural para as residências da Vila Olímpica.

O Comitê Olímpico e o Comitê da Rio 2016 não deram continuidade ao desenvolvimento dos projetos de fornecimento de gás natural para climatização e unidades comerciais, apesar do interesse inicial demonstrado por parte destes Comitês no desenvolvimento de projetos de energia renovável e de cogeração, e ainda do esforço realizado por esta CONCESSIONÁRIA, através da realização de reuniões com a GE (patrocinador global dos Jogos Olímpicos), para apresentação de projeto de geração de energia elétrica através da disponibilidade de gás na região da Barra da Tijuca e também com a LIGHT ESCO, para o implantação de uma central de cogeração a gás natural para fornecimento de energia elétrica, vapor e água gelada.

10.2. Metodologia de Cálculo da Compensação

Este tema vem sendo tratado em processo regulatório específico AGENERSA nº E-12/003/334/2014 em determinação ao artigo 7º da Deliberação AGENERSA Nº 2035 de 28/04/2014. Este processo busca determinar metodologia apropriada para compensar a remuneração recebida no quinquênio anterior referente a parcela dos investimentos não realizados.

Entendendo-se por correto que a metodologia de compensação da remuneração dos investimentos não realizados deva ter um caráter compensatório, e não punitivo. Pois de outra forma, a CONCESSIONÁRIA seria prejudicada, com evidente desequilíbrio econômico – financeiro do Contrato de Concessão. Neste sentido, são apresentados abaixo valores calculados com a metodologia desenvolvida pela Fundação Getúlio Vargas - FGV, conforme Documento Referência 6, também apresentada à AGENERSA no transcorrer do processo supracitado.

Adicionalmente, também é apresentado o cálculo da compensação dos investimentos não realizados no quinquênio anterior, conforme recomendações da consultoria internacional da Deloitte, que considera as práticas e metodologias utilizadas por diferentes reguladores no tratamento e reconhecimento de investimentos realizados no âmbito de atividades reguladas. A íntegra do relatório de especialista independente elaborado pela consultoria internacional Deloitte encontra-se no Documento Referência 7.

10.3. Memória de Cálculo da Compensação

a) Conforme Metodologia FGV

Este trabalho apresenta metodologia FGV, uma vez que a considera mais adequada para a devida compensação dos investimentos não realizados no 4º quinquênio. Este método considera que o saldo dos investimentos não realizados deve ser trazido a valor presente, posteriormente subtraído o valor presente da depreciação atrelada aos mesmos investimentos não realizados, assim como subtrair o valor da base final destes investimentos não realizados, também trazido a valor presente utilizando a taxa de remuneração previamente estabelecida no quinquênio anterior.

Tabela 17 – Memória de cálculo da compensação dos investimentos não realizados de 2013 a 2017

CEG (moeda dez/2016)	Taxa Remuneração 9,757%					VP
	Ano					
Valores em Milhões R\$	2013	2014	2015	2016	2017	
Diferencial de Investimento	(216,28)	14,00	38,12	45,58	49,97	(93,83)
Diferencial de Depreciação	(1,23)	(2,37)	(2,08)	(1,60)	(1,06)	(8,43)
Diferença na Evolução Base final	-	-	-	-	(44,09)	(27,68)
Saldo da Compensação dos Investimentos não realizados						(59,73)

Subtraindo do valor presente dos investimentos novos não realizados, o valor presente da depreciação dos investimentos novos não realizados e o valor presente da base final correspondente a estes investimentos novos não realizados, obtém-se o valor de R\$ 60 milhões (moeda dez/16).

b) Conforme Metodologia da Consultoria Internacional Deloitte

Transcrevemos abaixo, para pronta referência, as conclusões do estudo técnico elaborado pela consultoria internacional da Deloitte, que, conforme restará demonstrado abaixo, determina uma compensação equivalente à obtida pela aplicação da metodologia da FGV:

"Com base nas reflexões obtidas ao longo do nosso trabalho e devido ao modelo retributivo a que estão sujeitas as concessionárias CEG e CEG Rio, ressaltou-se que o tratamento dado pela AGENERSA aos subinvestimentos no ciclo anterior (período 2013-2017), ou seja, a inclusão de um novo elemento no numerador do fator m no valor igual ao valor atual dos investimentos brutos não realizados no quinquênio, não se aproxima às melhores práticas regulatórias e implicam uma superestimativa do ajuste real a ser aplicado na tarifa.

Neste sentido, na nossa opinião, se a AGENERSA considerar necessário o estabelecimento de um ajuste compensatório no processo da 4ª revisão tarifária que está sendo realizada atualmente (período 2018-2022), devido às possíveis diferenças entre os investimentos planejados e os finalmente realizados no período tarifário anterior, isso deve ser igual a receita que o agente regulado deveria ter tido, eliminando os investimentos não realizados e reduzindo os volumes de demanda associados a esses investimentos.

Este ajuste teria que ser realizado utilizando a fórmula a seguir, que recalcula o novo fator de reposição m' que teria que ser aplicado a partir do ajuste devido aos subinvestimentos do período anterior e o fator de reposição m obtido antes de aplicar tal ajuste:

$$m' = m - \frac{\text{Ajuste}}{0,66 + \sum_1^5 VP(\text{Receitas}_i)}$$

Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Sendo o Ajuste do período anterior:

$$\text{Ajuste} = \sum_1^t \text{VP}(\Delta\text{Investimentos}_t) - 0,34 \cdot \sum_1^t \text{VP}(\Delta\text{Depreciação}_t) - \sum_1^t \text{VP}(\Delta\text{BRF}_t) - 0,66 \cdot \sum_1^t \text{VP}(\Delta\text{Receitas}_{\text{Demanda}_t})$$

Onde:

- $\Delta\text{Investimentos}$ é o valor líquido dos fluxos correspondentes aos investimentos não realizados (e não devidos a eficiências obtidas pela concessionária) no período anterior, em valores monetários do novo período.
- $\Delta\text{Depreciação}$ é o valor líquido dos fluxos correspondentes à depreciação associada aos investimentos não realizados no período anterior, em valores monetários do novo período.
- ΔBRF é o valor líquido da diferença na avaliação da Base Final de ativos em relação à inicialmente considerada, associado aos investimentos não realizados, em valores monetários do novo período.
- $\Delta\text{Receitas}_{\text{Demanda}}$ é o valor líquido dos fluxos correspondentes às receitas relativas à nova demanda associada aos investimentos finalmente não realizados, em valores monetários do novo período."

Taxa Retenção 9,757%

CEG (moeda dez/2015)	Ano					$\sum_1^t \text{VP}$
Valores em Milhões R\$	2013	2014	2015	2016	2017	
$\Delta\text{Investimentos}$	216,29	-14,00	-38,12	-45,58	-49,97	93,63
$\Delta\text{Depreciação}$	1,23	2,37	2,08	1,60	1,06	6,43
ΔBRF	0,00	0,00	0,00	0,00	44,09	27,68
$\Delta\text{Receitas}_{\text{Demanda}}$	0	0	0	0	0	0
					Ajuste	69,73

11. Deduções da Base de Cálculo dos Impostos

As depreciações e os juros sobre capital próprio são passíveis de dedução da base de cálculo dos impostos (IR e CSLL), conforme previsão legal. Dessa forma tais deduções são consideradas no FCLE.

Na Tabela 18 abaixo são apresentados os valores dessas projeções das depreciações e dos juros sobre capital próprio para o período 2018 a 2022, que ao serem multiplicadas no FCLE pelo fator de 0,34 representam as deduções da base de cálculo dos impostos (IR e CSLL).

Tabela 18 – Projeção da Depreciação e Juros Sobre o Capital Próprio para Quinquênio 2018-2022

CEG - Projeção da Depreciação e Juros Sobre o Capital Próprio - MR\$ (Moeda de Dez/15)					
Deduções	2018	2019	2020	2021	2022
Depreciação	191,14	197,35	206,33	212,97	219,82
<i>Depreciação BRÁ</i>	<i>169,64</i>	<i>166,87</i>	<i>166,68</i>	<i>164,35</i>	<i>162,63</i>
<i>Depreciação Investimentos</i>	<i>13,53</i>	<i>22,72</i>	<i>31,88</i>	<i>40,85</i>	<i>49,41</i>
<i>Amortização do Intangível Inicial</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>Amortização do Intangível 3º Termo</i>	<i>7,77</i>	<i>7,77</i>	<i>7,77</i>	<i>7,77</i>	<i>7,77</i>
Juros sí Capital Próprio	100,66	113,05	126,38	126,38	126,38

12. Compensação de Retroatividade da 3ª Revisão Tarifária

Em função do atraso de 01 (um) ano na publicação do resultado da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas, que contemplou o ciclo de 2013 a 2017, o regulador determinou, através da Deliberação AGENERSA nº 1881 de 19/12/2013, a aplicação de um fator de retroatividade de -3,60% sobre as margens de distribuição, a partir de 01/01/2014, como forma a compensar tal atraso.

Este fator de retroatividade visa a devolução, aos consumidores, do montante de R\$ 94,51 milhões (em moeda de 2011 e valor presente de Jan/2013, referências de moeda e data base do FCLE da 3ª Revisão Tarifária).

Através do acompanhamento da devolução deste montante, que vem sendo realizado pela CONCESSIONÁRIA, verifica-se que até Outubro de 2017 a CONCESSIONÁRIA devolveu a quantia de R\$ 83,00 milhões (em moeda de 2011 e valor presente de Jan/2013), tendo devolvido portanto 88% do montante devido. Cabe mencionar que o montante devolvido foi obtido a partir dos valores reais das apurações mensais de margem por venda de gás, no período desde Janeiro/14 até Outubro/17. A partir de tais valores pôde-se apurar o montante mensal devolvido aos consumidores, em função da aplicação do fator de retroatividade de -3,60%. Os montantes devolvidos a cada ano foram corrigidos para moeda de 2011 e valor presente em Jan/2013, referências da 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Tendo em vista o fim do ciclo quinquenal de 2013-2017, a partir de 1º de Janeiro de 2018, será excluído o fator de retroatividade de -3,6% aplicado às margens da CONCESSIONÁRIA e o saldo remanescente a ser devolvido aos consumidores será levado ao FCLE da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas.

Este saldo está estimado em R\$ 11,51 milhões (Moeda de 2011, VP Jan/2013), porém, a fim de adequá-lo à moeda e ao valor presente do FCLE, este saldo foi capitalizado pela taxa de remuneração do quinquênio 2013-2017 (9,757%) e atualizado para Moeda de 2016, resultando no valor de R\$ 25,18 milhões (Moeda de 2016, VP Jan/2018).

O cálculo do saldo restante a devolver partiu do montante real já devolvido até Outubro de 2017 e estimou-se o valor que será devolvido de Novembro até finais de Dezembro de 2017.

Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Quadro 11: Resumo do controle da retroatividade, posição em dezembro de 2017

RESUMO CEG:	
54.507.981,20	Montante a Devolver aos Clientes (R\$ em VP Jan2013 e moeda 2011)
82.996.241,57	Montante Devolvido aos Clientes (real até Out/2017 e estimado Nov-Dez/17) (R\$ em VP Jan2013 e moeda 2011)
(11.511.738,63)	Montante Restante a Devolver (R\$ em VP Jan2013 e moeda 2011)
(25.176.706,62)	Saldo a Compensar na 4ª RTT (R\$ em VP Jan2016 e moeda 2016)

IGP-M Nov/10	447,206
IGP-M Nov/12	506,756
IGP-M Nov/13	535,168
IGP-M Nov/14	554,769
IGP-M Nov/15	614,051
IGP-M Nov/16	657,752

Taxa de remuneração -	5,757%
-----------------------	--------

13. Custos Autorizados pela Agencia Reguladora**13.1. Processo E-12/003/413/2015 - Call Center**

Processo instaurado com objetivo de tornar obrigatório o recebimento de ligações sem custo pelo *Call Center* da CONCESSIONÁRIA. Adicionalmente o artigo 2º da Deliberação AGENERSA nº 2855/16 de 31/03/2016 determinou que a concessionária CEG implementasse serviço de atendimento telefônico gratuito de ligações para o *Call Center* por meio de telefones móveis.

Em atendimento ao artigo 4º da Deliberação AGENERSA nº 2855/16 de 31/03/2016, foram considerados o valor de R\$ 1,57 milhões no FCLE detalhado no item 14.

13.2. Processos E-12/003/203/2016 e E-12/003/242/2016 - Fazenda Botafogo

O incidente ocorrido na localidade Fazenda Botafogo desencadeou a instauração de dois processos regulatórios no âmbito da AGENERSA. O Primeiro versa sobre a aplicação de tarifa social experimental a todos os consumidores do condomínio e o segundo sobre investimentos necessários para adequação do local de modo a permitir o reabastecimento por gás canalizado. Adicionalmente a estes processos, a CONCESSIONÁRIA assinou TERMO DE COMPROMISSO DE APOIO AOS CLIENTES DO CONDOMÍNIO FAZENDA BOTAFOGO em conjunto com a Defensoria pública do Estado do Rio de Janeiro e a AGENERSA.

Em atendimento ao artigo 8º da Deliberação AGENERSA 2.914 de 31/05/2016 e do acordo firma no TERMO DE COMPROMISSO, que determina que todos os investimentos realizados pela concessionária CEG sejam considerados para efeito de equilíbrio econômico financeiro do contrato e apreciados na revisão quinquenal de tarifas, neste item são apresentados os gastos realizados no âmbito do referido processo, correspondente a R\$ R\$ 2,08 milhões de reais.

14. Índice de Reposicionamento Tarifário - m

O Fluxo de Caixa Livre da Empresa foi adotado pela Agência Reguladora para determinação do Índice de Reposicionamento Tarifário – m , desde a 1ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite. Ou seja, como mencionado no item 2.2 deste documento, a interpretação utilizada pela Agência Reguladora Estadual é da utilização de investimentos futuros, ou seja, uma metodologia de "forward looking". A presente proposta, conforme já relatado ao longo deste documento, adotou a mesma metodologia.

Cabe explicar que o FCLE permite equilibrar os ingressos com as saídas ao longo do período tarifário. Conforme demonstrado nas Revisões Quinquenais de Tarifas Limite passadas, parte-se do princípio que a CONCESSIONÁRIA adquire um ativo inicial, chamada de Base Inicial de Ativos (BRA_0), que é o valor da Base de Remuneração de Ativos Projetada para o ano de 2018, compreendendo a Base de Remuneração de Ativos de 2016 acrescida dos ativos depreciados projetados para o ano de 2017, e vende-o, ao final do período em questão, pelo seu valor residual, chamado Base de Ativos Final (BRA_T), que é a Base de Remuneração de Ativos Projetada para o ano de 2022. A BRA_T é obtida a partir da BRA_0 , agregando os investimentos e diminuindo as depreciações projetadas. Utilizando essas informações, além das receitas, dos custos, dos investimentos projetados, e outras compensações pertinentes, calcula-se o valor presente de cada um desses fluxos financeiros utilizando a taxa de remuneração de capital como taxa de desconto. Com esses valores calcula-se o índice m conforme ilustrado na tabela abaixo. Cabe ressaltar que os fluxos financeiros que compõem o FCLE estão expressos depois dos impostos.

Quadro 12 – Determinação de m para Quinquênio 2018-2022

moeda dez/16	Taxa de Remuneração =					12,23%
CEG	Ano					Valor
Valores em Mil R\$	2018	2019	2020	2021	2022	Presente
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	663,41	649,90	653,90	657,10	660,95	2.355,09
II = 0,66*Custos e Despesas Operacionais	337,14	349,16	361,81	371,78	380,54	1.281,62
III = 0,66*Receitas Correlatas	16,11	16,29	16,54	16,83	17,12	59,22
IV = 0,34*Depreciação	64,99	67,10	70,15	72,41	74,74	248,42
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	34,22	38,44	42,97	42,97	42,97	142,62
VI = Investimentos	275,82	275,44	274,16	264,27	249,67	965,19
VII = Compensação de Retroatividade	25,18					
VIII = Processos Regulatórios	3,65					
IX = Base Inicial	3.721,82					
X = Base Final					4.033,58	2.265,40
XI = Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio 2013-2017	59,73					
$m = \text{Receita Requerida} / \text{Margem Não Reposicionadas}$						
$m = [(IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) - VII + VIII - VP(X) - XI + VP(XII)] / VP(I)$						
m =	1,3467					

O numerador $[(IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) - VII + VIII - VP(X) - XI + VP(XII)]$, cujo valor presente é R\$ 3.171,71 milhões, corresponde ao valor presente da receita requerida para o quinquênio 2018-2022.

15. Estrutura Tarifária Proposta

Na estrutura tarifária proposta pela Concessionária foram mantidas as tarifas em cascata e preservadas as classes e faixas de consumo atuais. Os valores unitários das margens limite de cada faixa de consumo foram reposicionadas conforme o fator de reposicionamento de margem (Fator m) proposto para a 4ª Revisão Tarifária.

A estrutura tarifária proposta corresponde a uma margem unitária média de 0,3960 R\$/m³, que equivale a uma tarifa limite média de 1,7826 R\$/m³. A margem unitária média é calculada através da divisão do valor presente da receita requerida para o quinquênio pelo valor presente dos volumes de vendas projetados para o mesmo período. Quando se compara a tarifa limite média resultante desta proposta com a tarifa limite média não reposicionada de 1,6525 R\$/m³, vigente nesta data, tem-se um impacto médio na tarifa do consumidor final de, aproximadamente, 7%.

Cabe mencionar que a atual estrutura tarifária para consumidores livres terá sua nomenclatura ajustada para incorporar também as figuras dos agentes autoprodutores e auto-importadores.

No Anexo 11 é apresentada a estrutura tarifária proposta, considerando o reposicionamento das margens vigentes ainda em Nov/17, após a exclusão da retroatividade (referente ao atraso da 3ª Revisão Tarifária), bem como os custos de gás alocados vigentes nesta mesma data e os tributos aplicáveis. Ressalta-se que, após a deliberação do resultado da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas, caberá a atualização monetária das margens reposicionadas para moeda de Janeiro/2018.