

CEG RIO

Relatório Geral Complementar 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas 2018-2022

(Setembro/2018)

ÍNDICE

1. Introdução.....	4
2. Taxa de Remuneração de Capital.....	4
3. Projeção de Margem Total Não Reposicionada.....	5
3.1. Projeção de Demanda.....	5
3.1.1. Mercado Residencial.....	5
3.1.2. Mercado Comercial	6
3.1.3. Mercado Industrial e Petroquímico	7
3.1.4. Mercado de Cogeração, Geração Distribuída e Climatização	8
3.1.5. Mercado Automotivo - GNV.....	9
3.1.6. Mercado Termelétrico	10
3.1.6.1. Metodologia Utilizada pela PSR	10
3.1.6.2. Projeção de Vendas das UTE's para o Quinquênio 2018-2022	12
3.1.7. Resumo da Projeção de Demanda por Mercado.....	13
3.2. Projeção de Margem Total Não Reposicionada.....	15
3.2.1. Mercado Residencial.....	15
3.2.2. Pequeno Comércio.....	16
3.2.3. Grande Comércio e Industrial	16
3.2.4. Gás Natural Veicular - GNV	16
3.2.5. Projeção de Margem Térmicas	16
4. Custos Operacionais - OPEX.....	17
4.1. Despesas Operacionais.....	17
4.2. Despesas de Pessoal.....	26
4.3. Outras Despesas	26
4.3.1. Provisões	26
4.3.2. Perdas de Gás.....	27
4.3.2.1. Projeção de Custos de Suprimento de Gás para o Mercado Convencional no Período 2018- 2022	28
4.3.3. Gastos com Odorante.....	31
4.4. Resumo de Projeções de OPEX.....	31
5. Receitas Correlatas.....	31
6. Plano de Investimentos	32
6.1. Investimentos Singulares.....	32
6.2. Investimentos Fixos.....	33
6.3. Investimentos Variáveis	34
7. Base de Remuneração dos Ativos - BRA.....	36
8. Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior 2013-2017	38
8.1. Apuração do saldo de investimentos não realizado no quinquênio 2013 -2017	38

8.2. Cálculo da Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior	38
9. Deduções da Base de Cálculo dos Impostos	39
10. Compensação de Retroatividade da 3ª Revisão Tarifária	40
11. Compensação de Custos Autorizados pela Agencia Reguladora	41
12. Do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão	41
13. Índice de Reposicionamento Tarifário - <i>m</i>	43
14. Estrutura Tarifária Proposta	45
15. Anexos	47
15.1. Documentos Anexos deste Relatório	47
15.2. Documentos de Referência	47

1. Introdução

A finalidade deste documento é apresentar à Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro - AGENERSA a complementação da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas da CONCESSIONÁRIA, entregue em 27/11/2017, que definirá o Índice de Reposicionamento Tarifário – *m* a ser aplicado às tarifas limite que irão vigorar no quinquênio 2018-2022, conforme prazo estabelecido no cronograma publicado pela AGENERSA, em 06/09/2018, no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro.

A elaboração desta proposta tomou por base os preceitos estabelecidos no Contrato de Concessão e nas posteriores diretrizes derivadas dos processos regulatórios das Revisões Quinquenais de Tarifas anteriores.

Cabe ressaltar que, todos os valores monetários utilizados para o cálculo das tarifas limite estão 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 proposto.

2. Taxa de Remuneração de Capital

O cálculo da taxa de remuneração de capital indicado no Relatório 4 da consultoria UFF, contratada pela Agência Reguladora, propõe a exclusão do risco regulatório e altera a janela temporal do cálculo do “risco Brasil”, que haviam sido calculados pela Boston Consulting Group (BCG).

A exclusão do risco regulatório é justificada pela UFF por considerar que o regime tarifário da CEG não impõe riscos significativos à empresa que justifiquem tal adoção. E a redução da janela temporal do cálculo do “risco Brasil”, que passa a ser considerada a partir de 2001, é justificada por considerar que o cenário macroeconômico brasileiro mais recente difere do período 1995 a 2000.

A concessionária neste documento propõe ao regulador a adoção da taxa de remuneração calculada pela BCG, considerando a proposta da UFF quanto a exclusão do risco regulatório. No entanto, a Concessionária não está de acordo com a alteração da janela temporal do “risco Brasil” adotada pela UFF, uma vez que esta exclui um período importante ao qual o capital investido foi submetido. A janela temporal deve capturar o horizonte do investimento, uma vez que existem bens que compõem a Base de Remuneração de Ativos atual e que foram realizados ao longo desse período. Em resumo, a janela temporal do risco Brasil deve ser tal que capture o risco médio a que o ativo fica exposto ao longo da sua vida útil.

Dessa forma, como alternativa ao índice proposto pelo estudo da Consultoria Boston, apresentado pela Concessionária no relatório entregue em 27/11/2017, a Concessionária propõe a adoção da taxa de remuneração de capital próprio real de 10,87%, conforme indicado na Tabela 1 abaixo.

Tabela 1- Demonstrativo da Taxa de Remuneração de *Capital*

Índice	Critério	Valor
Taxa Livre de Risco (rl)	T. Bond de 10 anos - média dos retornos anuais de 1987 a 2016	5,12%
Calculo do Beta (β)	Beta desalavancado	0,5365
Prêmio de Risco	Ibbotson de 1926 a 2016	6,94%
Risco Brasil	EMBI+BR mediana da média de 1999 a 2016	4,04%
Inflação Norte Americana	CPI US média de 2007 a 2016	1,82%
Taxa de Remuneração Nominal		12,88%
Taxa de Remuneração Real		10,87%

3. 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 - 7,91% determinada pela Deliberação AGENERSA nº 1880 de 19/12/2013, conforme indicada no Anexo 1 deste relatório.

3.1. Projeção de Demanda

A projeção da demanda, apresentada no relatório da proposta entregue em 27/11/2017, foi revisada visando contemplar as análises apresentadas pela UFF em seu Relatório 4 e, ainda, a atualização do cenário macroeconômico previsto anteriormente, tendo em vista que, apesar da crise econômica apresentar uma pequena recuperação no crescimento do PIB se comparado com 2017, as projeções de crescimento do PIB para 2018 das principais fontes do mercado, como o relatório Focus, estão sendo revisadas para baixo este ano. O Rio de Janeiro é o Estado que fechou mais postos de trabalho formal no país em 2018 e a crise fiscal ainda causa efeitos em atrasos no pagamento de servidores, reduzindo ainda mais o poder de compra afetando efetivamente no aumento da morosidade e redução da demanda do gás natural.

A seguir são descritas as novas projeções de demanda por mercado.

3.1.1. Mercado Residencial

A Concessionária revisou sua projeção de captações de clientes no mercado residencial apresentada em seu Relatório entregue em 27/11/2017, onde previa um total de 78 mil captações no período entre 2018 e 2022. Nessa revisão, tendo em vista a nova perspectiva de cenário macroeconômico, a nova previsão fica em torno de 47 mil captações de clientes para o período 2018 a 2022.

A demanda do mercado residencial foi projetada multiplicando a quantidade de clientes pelo consumo unitário do mercado residencial, considerando as segmentações por tarifas e tipos de clientes coletivos e individuais.

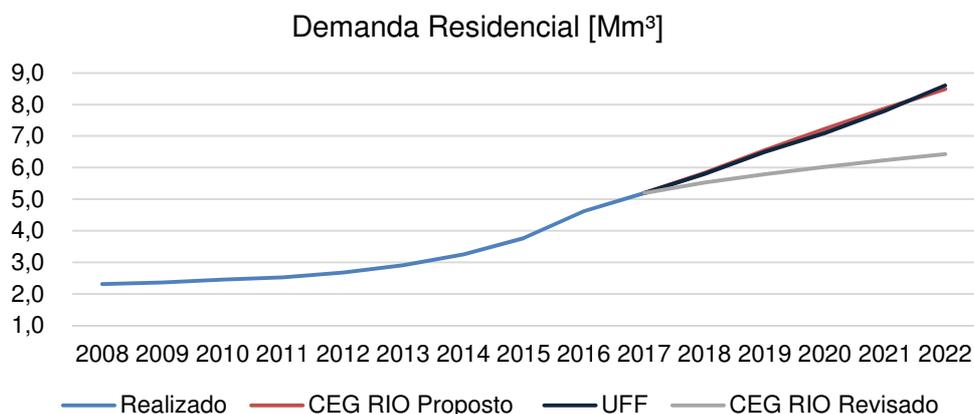
Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Cabe comentar que, conforme indicado no Relatório 4 da consultoria da UFF, a metodologia de projeção da demanda Residencial proposta pela Concessionária em 27/11/2017 estava muito próxima da projeção realizada pela UFF, mesmo utilizando metodologias diferentes.

Para este Relatório, foi considerada a mesma metodologia de projeção da demanda indicada no Relatório entregue em 27/11/2017, ajustando apenas o novo cenário de captação de clientes.

O Gráfico 1 demonstra o resultado da nova projeção de demanda da Concessionária, comparada com a projeção estimada no Relatório de 27/11/2017 e com a projeção estimada no Relatório 4 da UFF.

Gráfico 1 - Projeção de Demanda do Mercado Residencial



Nota: Tarifa Residencial Limite, Tarifa Residencial Social MCMV
Elaboração Própria

Dessa forma, considerando a nova projeção de captação de clientes, a expectativa é de um crescimento médio de vendas da ordem de 4% a.a. entre 2018 a 2022.

3.1.2. Mercado Comercial

A Concessionária revisou sua projeção de captações de clientes no mercado comercial apresentada em seu Relatório entregue em 27/11/2017, onde previa um total de 2,2 mil captações no período entre 2018 e 2022. Nessa revisão, tendo em vista a nova perspectiva de cenário macroeconômico, a nova previsão é da ordem de 1,4 mil captações de clientes para o período 2018 a 2022, o que representa uma captação 23% superior ao número registrado nos últimos 5 anos (2013-2017), onde verificou-se 1,1 mil captações no mercado comercial.

A demanda do mercado comercial foi projetada multiplicando a quantidade de clientes pelo consumo unitário médio, considerando os consumos unitários segmentados em clientes individuais e coletivos, e clientes novos com um perfil de pequeno comércio.

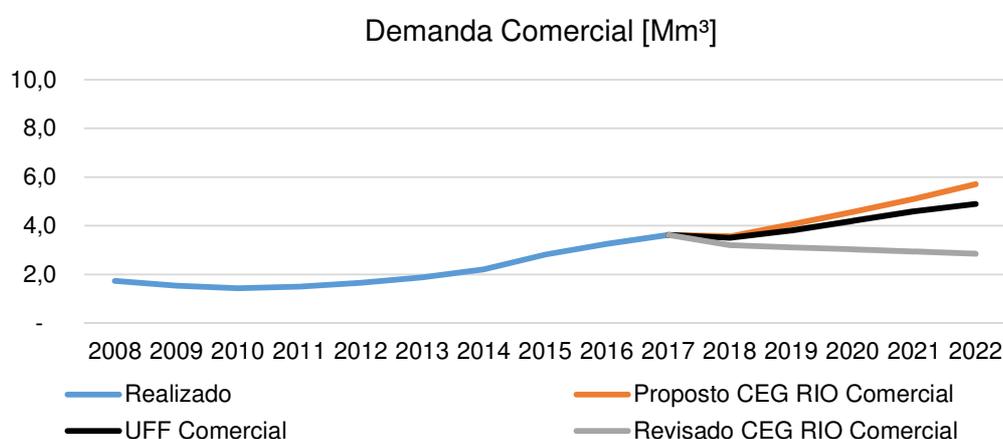
Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Cabe comentar que, conforme indicado no Relatório 4 da consultoria da UFF, os consumos unitários do mercado comercial estão em tendência de queda, conforme verificado também no estudo da Quantum Consultoria, apesar da utilização de modelos econométricos distintos.

Portanto, considerando a nova projeção de captação de clientes e a tendência de queda nos consumos unitários apontada pelo estudo da Quantum, obtém-se a projeção da demanda para o período 2018 a 2022.

O Gráfico 2 demonstra o resultado da projeção da Concessionária, comparada com a projeção estimada no Relatório de 27/11/2017 e com a projeção estimada no Relatório 4 da UFF.

Gráfico 2 - Projeção de Demanda do Mercado Comercial



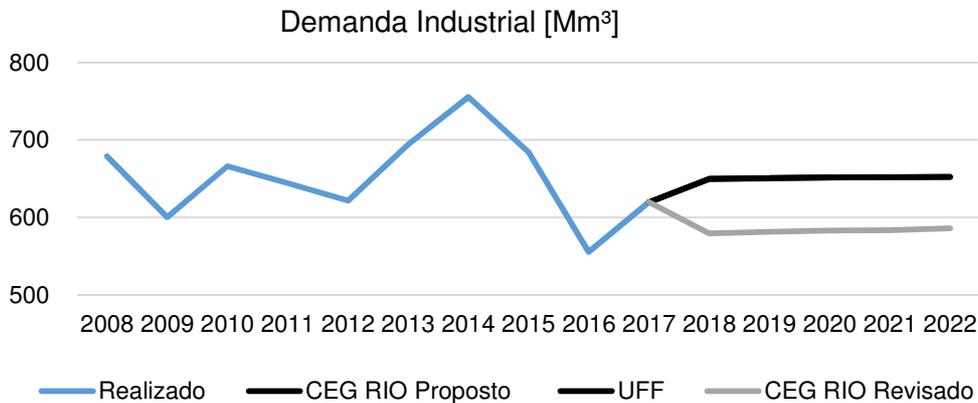
Nota: Demanda Comercial Limite
Elaboração Própria

3.1.3. Mercado Industrial e Petroquímico

A projeção da demanda do mercado industrial, cliente a cliente, foi revisada com base nas expectativas recentes de 2017 e início de 2018, onde verificou-se um perfil de captação de indústrias de pequeno porte.

No Gráfico 3, pode ser observado a comparação do resultado da nova projeção da Concessionária, comparada com a projeção estimada no Relatório de 27/11/2017 e com a projeção considerada no Relatório 4 da UFF (que adotou a projeção proposta pela Concessionária).

Gráfico 3 - Projeção de Demanda do Mercado Industrial



Nota: Demanda Industrial Limite
Elaboração Própria

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

Em relação aos segmentos de indústrias ceramistas, vidreiras, barrilhistas e salineiras, não há previsão de captações.

3.1.4. 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 Concessionária revisou sua projeção, cliente a cliente, com base nas observações de 2017 e início de 2018, onde verificou-se uma tendência de redução de consumos existentes. A projeção de

demanda revisada considera uma captação de 15 novos clientes no período de 2018 a 2022, na sua maioria com foco em geração de energia elétrica para autoconsumo.

3.1.5. Mercado Automotivo - GNV

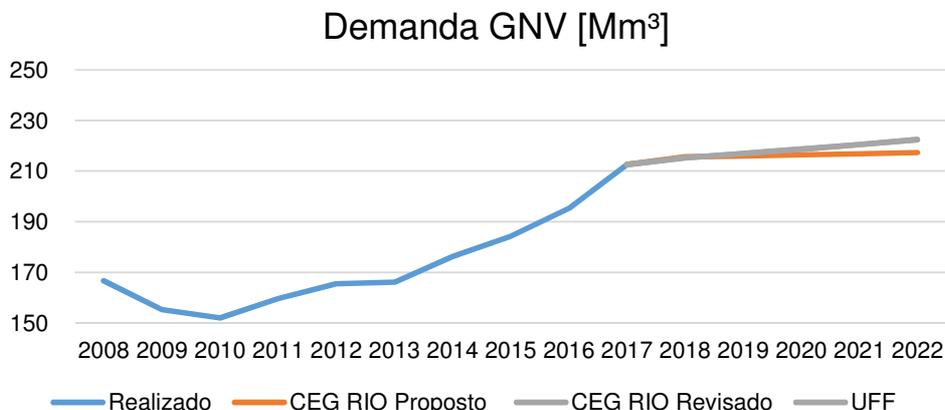
A Concessionária em seu Relatório de 27/11/2017 apresentou uma projeção de manutenção das vendas de GNV, com crescimento médio anual próximo a zero para o período de 2018 a 2022. A UFF em seu Relatório 4 apresenta uma projeção 1% superior à realizada pela Concessionária para o quinquênio, com crescimento anual médio para o quinquênio fica em torno de 0,8% a.a.

Cabe comentar que a projeção realizada pela Concessionária está baseada em sua análise do mercado, no qual observa:

- O fim efeito dos aplicativos de transporte, que gerou um incremento nas conversões de GNV entre 2015 e 2016, e que não deverá continuar em crescimento tendo em vista que esta atividade econômica alcançou seu equilíbrio entre oferta e demanda.
- O cenário de incremento dos preços de petróleo afeta não só os preços da gasolina como também os preços do GNV que são atrelados a cesta de óleos internacional. Portanto, um cenário de elevação de preços da gasolina é acompanhado pela elevação dos preços do GNV, não gerando um incremento na demanda por este combustível.
- A tendência à intensificação do uso de veículos híbridos elétrico/gasolina e elétrico/álcool, que deverão ter sua utilização incrementadas no horizonte do quinquênio 2018-2022, afetando diretamente as vendas de GNV.

No entanto, diante da grande dificuldade encontrada pela Concessionária para realizar uma estimativa da demanda veicular para o quinquênio de 2018 a 2022, tendo em vista que as bases de dados disponíveis sobre conversões de GNV não apresentarem o incremento real da frota de GNV (apresentam apenas as novas conversões sem desconsiderar as baixas da frota), a Concessionária optou por adotar a estimativa realizada pela UFF, em seu Relatório 4.

Gráfico 4 - Projeção de Demanda do Mercado GNV



No Gráfico 4, pode ser observado a comparação da projeção estimada no Relatório de 27/11/2017, com a projeção considerada no Relatório 4 da UFF e a nova projeção da Concessionária (que adotou a projeção proposta pela UFF).

3.1.6. Mercado Termelétrico

A projeção da demanda Termelétrica foi atualizada frente ao apresentado no Relatório da Proposta entregue em 27/11/2017. A Concessionária solicitou à consultoria da “PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda.” atualização do seu estudo de despacho das térmicas para o quinquênio 2018-2022, cujos detalhes são apresentados no Documento Referência 1.

Conforme mencionado no Relatório anterior, 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.

Abaixo, segue um resumo da metodologia utilizada pela PSR para definição do despacho das térmicas no próximo Quinquênio.

3.1.6.1. Metodologia Utilizada pela PSR

Considerando os 1.200 (hum 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

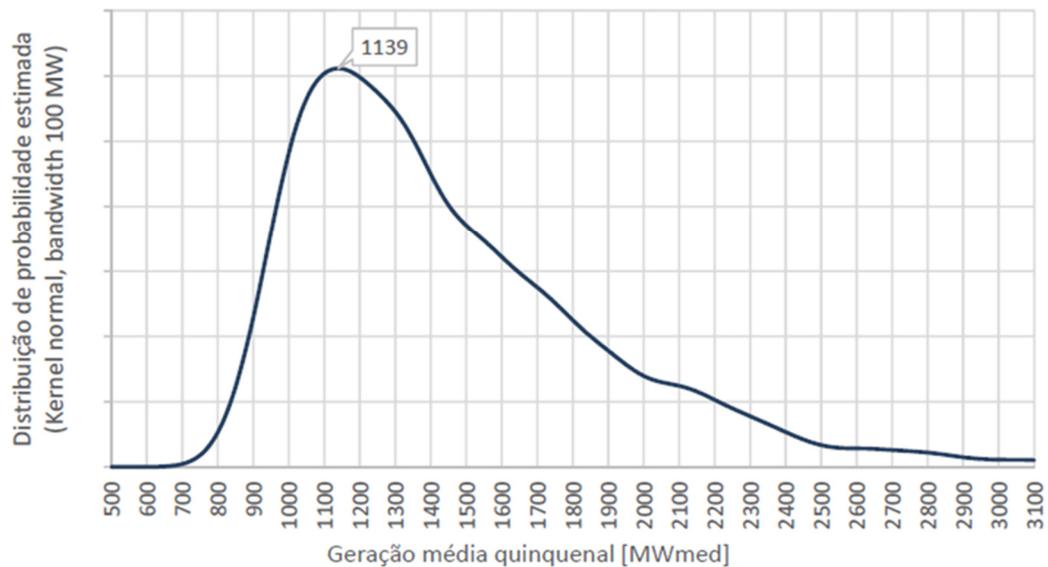
Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

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 1.140 MW médios. Esse valor é próximo do percentil 25% da amostra e, dessa forma, extrapolamos que o percentil mais representativo é o 25%.

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

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

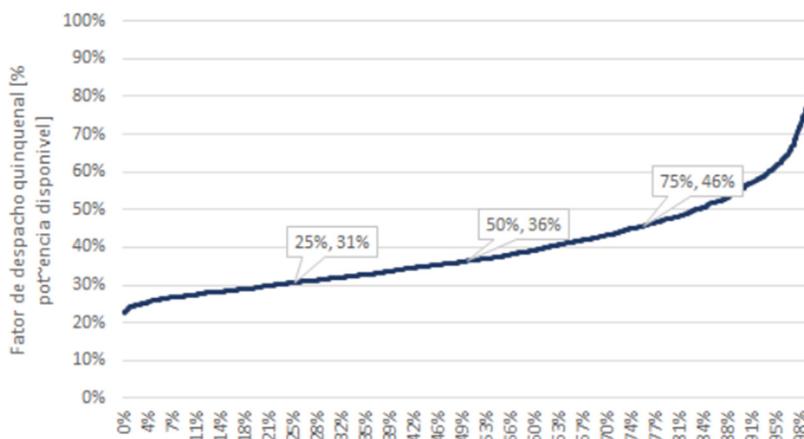


Observa-se no gráfico a seguir, a distribuição de probabilidade acumulada do fator de despacho total no período de 5 anos estudados. O Gráfico 6 mostra como os fatores de despacho tendem a ser em geral baixos e em alguns cenários hidrológicos mais extremos o despacho apontado pelo modelo pode ser elevado. O entendimento do gráfico é descrito abaixo:

- 1) Existe uma probabilidade de 25% de que o fator de despacho total das usinas seja abaixo 30%
- 2) Existe uma probabilidade de 50% de que o fator de despacho total das usinas seja abaixo 38%
- 3) Existe uma probabilidade de 75% de que o fator de despacho total das usinas seja abaixo 45%

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Gráfico 6 – Distribuição de probabilidade acumulada (curva de permanência) da projeção de geração do parque termelétrico do Rio de Janeiro para o horizonte de 5 anos



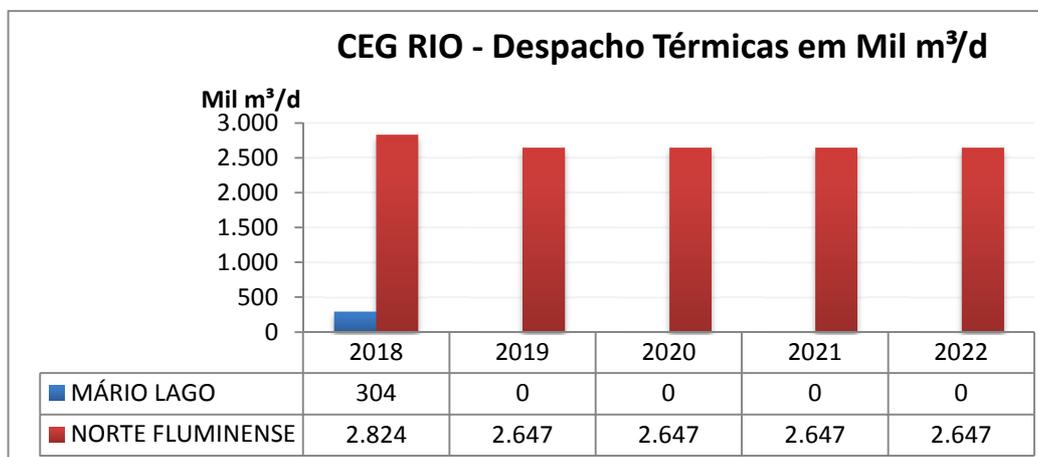
3.1.6.2. Projeção de Vendas das UTE's para o Quinquênio 2018-2022

Para o ano de 2018, utilizou-se os dados reais até o mês de junho e a melhor estimativa, naquele momento, considerando a parada programada realizada pela Petrobras. A partir de 2019 e considerando a 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 MWmed 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:

- Norte Fluminense: de acordo com os compromissos com a distribuidora de gás.

Atualmente existem 2 (duas) Usinas Termelétricas (UTE's) na área de concessão da CONCESSIONÁRIA; são elas: UTE Norte Fluminense e UTE Mario Lago.

Gráfico 7 – Projeção de despacho de termelétricas da área de concessão da CEG RIO para o quinquênio (2018-2022)



Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Cabe comentar que, a UFF, em seu 4ª relatório, declara ter considerado o trabalho realizado pela PSR para a estimativa de volumes nos anos de 2019 a 2020. No entanto, suas projeções de volume em m³, neste período, estão acima das projeções da CEG RIO, destacando-se o ano de 2019. Tal fato pode ser explicado porque a PSR informa seus cenários de despacho em GWh, cabendo aplicar uma conversão para m³. Assim, a CEG RIO utilizou para a referida conversão os seguintes passos (i) conversão para MWmed, considerando o tempo de utilização de cada usina; (ii) conversão de MWmed para m³/dia, através dos despacho histórico de cada usina, capturando a eficiência média histórica individual. No entanto, o ano de 2019 projetado pela UFF, não parece guardar correlação com o cenário da PSR, uma vez que esta última não previu, por exemplo, despacho da UTE Mário Lago, diferentemente da projeção da UFF.

3.1.7. Resumo da Projeção de Demanda por Mercado

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

Tabela 2- Projeção de Altas de Clientes por Segmento (2018-2022)

CEG RIO Mercado	Nº de Altas de Clientes por Segmento (nº clientes/ano)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial (*)	8.703	9.085	9.490	10.017	10.577
Comercial	253	259	275	289	301
Climatização	-	-	-	-	-
Geração Distribuída	2	6	-	3	3
Cogeração	-	-	1	-	-
GNV	7	3	9	5	5
Industrial	6	1	4	2	2
Salineiras	-	-	-	-	-
Barrilhista	-	-	-	-	-
Cerâmicas	-	-	-	-	-
Vidreiras	-	-	-	-	-
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-
Térmicas CL, AP e AI (**)	-	-	-	-	-
Total Clientes	8.971	9.354	9.779	10.316	10.888

(*) Inclui Residencial Social MCMV

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

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Tabela 3- Projeção de Incremento Líquido de Clientes por Segmento (2018-2022)

CEG RIO	Nº de Incremento Líquido de Clientes por Segmento (nº clientes/ano)				
Mercado	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial (*)	3.413	3.472	3.538	3.701	3.879
Comercial	113	111	113	115	114
Climatização	-	-	-	-	-1
Geração Distribuída	2	5	-	3	3
Cogeração	-	-	1	-	-
GNV	5	2	8	5	5
Industrial	3	-	2	2	1
Salineiras	-	-	-	-	-
Barrilhista	-	-	-	-	-
Cerâmicas	-	-	-	-1	-
Vidreiras	-	-	-	-	-
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	-	-	-	-	-
Térmicas CL, AP e AI (**)	-	-	-	-	-
Total Clientes	3.536	3.590	3.662	3.825	4.001

(*) Inclui Residencial Social MCMV

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

Tabela 4- Projeção de Clientes por Segmento - posição dez/ano (2018-2022)

CEG RIO	Nº de Clientes Total por Segmento (Posição dez/ano)				
Mercado	2018	2019	2020	2021	2022
Residencial (*)	75.887	79.359	82.897	86.598	90.477
Comercial	1.241	1.352	1.464	1.579	1.693
Climatização	3	3	3	3	2
Geração Distribuída	9	14	14	17	20
Cogeração	-	-	1	1	1
GNV	127	129	137	142	147
Industrial	70	70	72	74	75
Salineiras	1	1	1	1	1
Barrilhista	1	1	1	1	1
Cerâmicas	17	17	17	16	16
Vidreiras	1	1	1	1	1
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	2	1	1	1	1
Térmicas CL, AP e AI (**)	-	1	1	1	1
Total Clientes	77.359	80.949	84.610	88.435	92.436

(*) Inclui Residencial Social MCMV

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

Tabela 5- Projeção de Demanda em Milhões de m³ por Segmento (2018-2022)

CEG RIO	Demanda Projetada (Mm ³ /ano)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Mercado					
Residencial (*)	5,53	5,79	6,03	6,24	6,43
Comercial	3,20	3,12	3,03	2,94	2,84
Climatização	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Geração Distribuída	0,28	0,17	0,60	0,97	1,42
Cogeração	-	-	0,15	0,65	0,68
GNV	215,19	216,91	218,61	220,51	222,41
Industrial	531,51	533,78	535,42	535,29	537,47
Salineiras	9,83	9,81	9,78	9,72	9,71
Barrilista	-	-	-	-	-
Cerâmicas	0,05	0,05	0,05	0,04	0,05
Vidreiras	37,48	37,44	37,49	37,38	37,43
Petroquímico	-	-	-	-	-
Térmicas	1.141,85	966,05	966,05	966,05	966,05
Térmicas CL, AP e AI (**)	-	-	-	-	-
Total Vendas Projetada	1.944,96	1.773,14	1.777,24	1.779,83	1.784,53

(*) Inclui Residencial Social MCMV

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

3.2. Projeção de Margem Total Não Reposicionada

No Anexo 4 é apresentada a projeção da margem total não reposicionada por faixa de consumo para o quinquênio 2018-2022, considerando:

- O Anexo 2, que apresenta volume faturado por faixa de consumo e a projeção de faturas por faixa de consumo, com os devidos ajustes aplicados aos itens 3.2.1 e 3.2.2, 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.
- O Anexo 3, 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 -7,91% determinada pela Deliberação AGENERSA nº 1880 de 19/12/2013.

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

3.2.1. 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.

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.

3.2.2. 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.

3.2.3. 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.

3.2.4. 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.

3.2.5. Projeção de Margem 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 -7,91% determinada pela Deliberação AGENERSA nº 1880 de 19/12/2013:

$$M = \left(\left(\frac{33.209}{(c + 40)^{2,8}} + 0,302 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{IGPMn}{IGPMo} \right)$$

Onde “c” é o volume mensal em milhões de m³ e IGPM0 = 183,745.

R = varia de acordo com o contrato de cada UTE. Aqui, cabe um comentário. Na proposta anterior, havia um equívoco considerando R=1 para todas as UTEs.

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, § 18, do Contrato de Concessão, as margens

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

calculadas para o cliente termelétrico UTE Mario Lago já contemplam a aplicação do desconto de 1,9% sobre suas margens de distribuição, a partir de 2019, sendo este considerado como auto importador e autoprodutor, em função de prever-se a migração deste consumidor para estas novas categorias.

4. Custos Operacionais - OPEX

4.1. Despesas Operacionais

As despesas operacionais apresentadas no Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017, foram revisadas, onde pertinente, para refletir as mudanças de cenário associadas às novas projeções de captação de clientes e de vendas para o período de 2018 a 2022.

Os itens das despesas operacionais que sofreram alteração foram:

- **Manutenção e Conservação:** a projeção dos gastos com Manutenção e Conservação foi reduzida frente ao Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017, tendo em vista que os custos de manutenção associados às Estações de GNC foram realocados para a linha de “Gastos para GNC”.

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).

- **Utilidades e Serviços:** a projeção dos gastos com Utilidades e Serviços foi reduzida frente ao Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017, tendo em vista que os custos de energia elétrica associados às Estações de GNC foram realocados para a linha de “Gastos para GNC”.
- **Gastos de atividade comercial:** a projeção dos gastos com Gastos de Atividade Comercial foi reduzida frente ao Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017, tendo em vista que o número de altas de clientes foi reduzido, conforme a revisão da projeção de clientes descrita no item 3.1 deste relatório.

Os Gastos de Atividade Comercial referem-se aos gastos atrelados à captação de clientes residenciais e comerciais. Estes gastos são distribuídos de acordo com cada perfil de cliente, compostos por um custo de comercialização e um custo de adequação. Os custos de comercialização incluem a remuneração do agente comercial e, quando é necessário realizar, a construção das ramificações secundárias de gás compreendidas entre o medidor e os equipamentos de consumo dos clientes, cujo trecho após o medidor é de propriedade do cliente. Os custos de adequação interna do ambiente são

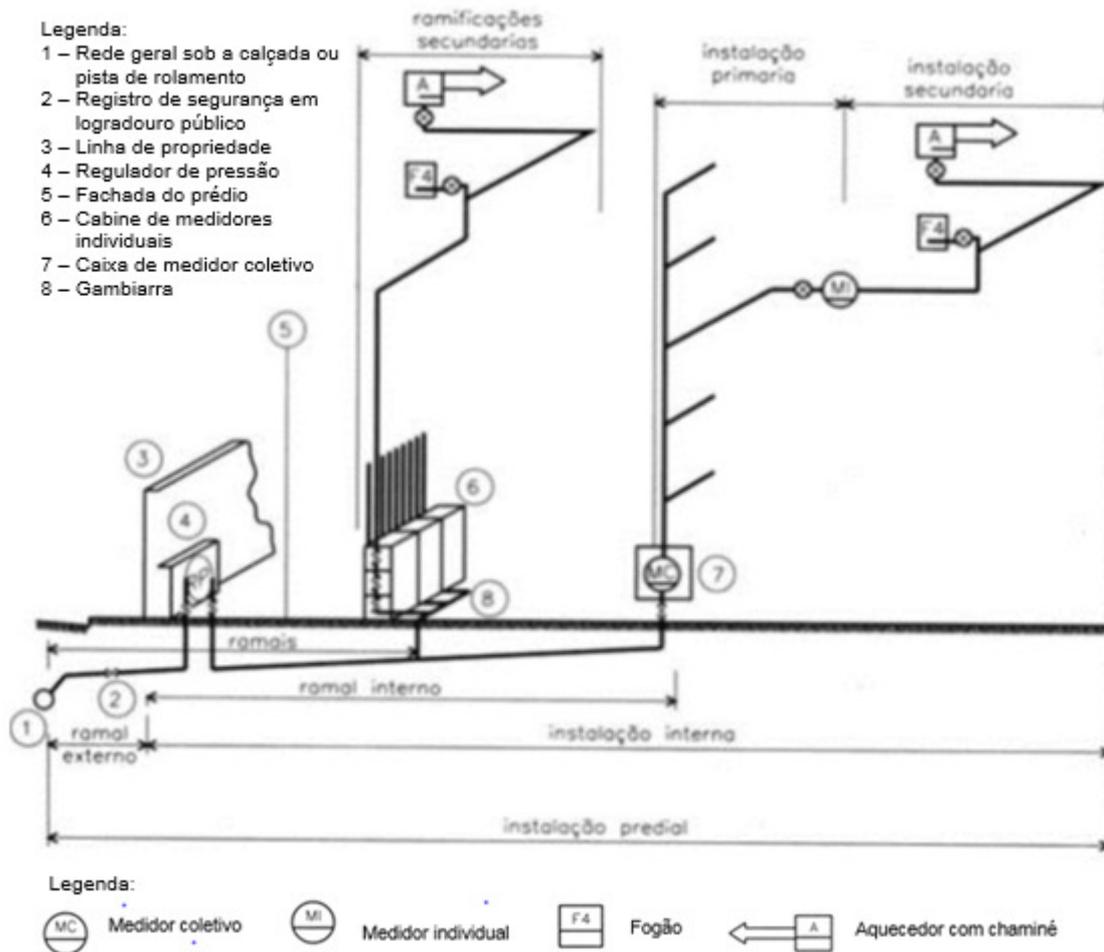
Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

necessários, a fim de deixá-los aptos ao uso do gás natural, que incluem o serviço de ligação do gás, as peças necessárias para conectar o fogão ou aquecedor a tubulação de gás, e adequação de ventilação ambiente e reparo da pintura do ambiente se necessário, 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.

Nas captações de clientes de Novas Construções (captações nas quais são realizados acordos com os construtores), de Espontâneas (captações derivadas de clientes baixados em prazo inferior a 1 ano) e na maioria dos casos de Saturação Vertical (captações que não requerem construção de nova rede nem de ramal) não são contemplados custos com as ramificações secundárias, pois estas habitações já possuem estas instalações, em obediência ao item 3 do RIP, restando somente gastos com a captação de clientes para remunerar o agente comercial e pequenas adequações como peças para instalação do fogão e/ou do aquecedor, bem como o serviço de instalação e possíveis adequações de ventilação ambiente e pintura se necessário.

A Figura 1 abaixo apresenta um esquemático das definições dos componentes da instalação predial, conforme estabelece o RIP.

Figura 1 - Esquemático das definições dos componentes da instalação predial



Esquema de Definições dos Componentes da Instalação
 Fonte: Adaptado do Anexo 3 do Regulamento de Instalações Prediais – RIP

Para calcular o montante de gastos em Atividade Comercial, são utilizados os custos unitários médios de acordo com o perfil de cada cliente. Estes custos são multiplicados pela quantidade de altas por perfil, chegando-se ao total de gastos necessários para atender as 49.249 captações de clientes residenciais e comerciais durante o quinquênio proposto de 2018-2022.

- Gastos Serviço a Cliente: a projeção dos gastos com Gastos Serviço a Cliente referentes aos itens “Leitura de Medidores e Envio de Faturas” e “Inspeções Periódicas” (inspeções para verificação da adequação das instalações e teste vazamento, realizados para liberar as altas de clientes) foram reduzidos frente ao Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017, tendo em vista que o número de altas de clientes foi reduzido, conforme a revisão da projeção de clientes descrita no item 3.1 deste relatório.

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

- **Gastos de GNC:** A projeção dos gastos com GNC foi revisada frente ao Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017, tendo em vista a necessidade de ajuste dos custos unitários aos contratos atuais. Adicionalmente, houve a realocação dos gastos com manutenção e energia elétrica proveniente das estações de GNC, que antes estavam alocadas no item “Manutenção e Conservação” e “Utilidades e Serviços”, conforme já descrito neste documento.

Nesse sentido, são apresentados na Tabela 6 as projeções de volumes e a composição de despesas relacionadas aos gastos de GNC para o quinquênio 2018-2022. Os custos relacionados ao suprimento de gás para municípios abastecidos por GNC abrangem todo o ciclo de abastecimento, desde a compressão do gás natural, o transporte e a descompressão do GNC.

Atualmente existe 1 (uma) Estação de Compressão (Guapimirim) da CEG RIO que é compartilhada com a CEG, 3 (três) Estações de Descompressão de Pequeno Porte (Cachoeira de Macacu, Saquarema e Angra dos Reis) e 3 (três) Estações de Descompressão Grande Porte (Teresópolis, Friburgo, Itaipava). Estão previstas 3 (três) novas Estações de Descompressão de Grande Porte (Saquarema, Cacheira de Macacu, e Angra dos Reis).

Tabela 6- Memória de Cálculo de Gastos com GNC (2018-2022)

CEG RIO					
<i>em Mil R\$ / Ano (Moeda dez/2016)</i>					
Gastos de GNC	2018	2019	2020	2021	2022
1 - Operação Estação de Compressão (Mil R\$)					
Guapimirim	205,4	197,5	209,5	209,5	209,5
Total CEG RIO	205,4	197,5	209,5	209,5	209,5
2 - Manutenção Estação de Compressão (Mil R\$)					
Guapimirim	284,3	140,1	239,0	226,9	344,0
Total CEG RIO	284,3	140,1	239,0	226,9	344,0
3 - Transporte GNC total (Mil R\$)					
Itaipava	5.518,0	8.869,1	8.869,7	8.891,4	8.891,4
Cachoeira de Macacu	-	113,3	190,1	190,3	190,5
Nova Friburgo	81,2	375,7	411,0	522,7	960,7
Teresópolis	2.668,9	2.688,7	2.706,1	2.736,4	2.971,7
Angra dos Reis	2,3	65,6	343,5	497,1	518,8
Saquarema	26,9	154,8	154,7	155,0	155,3
TRANSPORTE DE GNC PEQUENO PORTE	213,8	10,9	-	-	-
Total CEG RIO	8.511,1	12.278,0	12.675,2	12.992,9	13.688,5
3.1 - GNC DE GRANDE PORTE DEMANDA (Mil m³)					
Itaipava	11.036,1	17.738,3	17.739,4	17.782,8	17.782,8
Cachoeira de Macacu	-	226,5	380,3	380,7	381,1
Nova Friburgo	162,4	751,4	822,0	1.045,5	1.921,4
Teresópolis	5.337,7	5.377,4	5.412,2	5.472,9	5.943,5
Angra dos Reis	4,6	131,1	687,1	994,1	1.037,7
Saquarema	53,8	309,6	309,4	310,0	310,6
Total CEG RIO	16.594,6	24.534,3	25.350,4	25.985,9	27.377,0
3.2 - GNC DE PEQUENO PORTE DEMANDA (Mil m³)					
Cachoeira de Macacu	13,3	7,0	-	-	-
Angra dos Reis	50,3	-	-	-	-
Saquarema	3,5	-	-	-	-
Total CEG RIO	67,1	7,0	-	-	-
3.3 - Deslocamento Estações de Pequeno Porte (Mil km)					
Cachoeira de Macacu	6,0	-	-	-	-
Angra dos Reis	11,9	-	-	-	-
Saquarema	4,2	-	-	-	-
Total CEG RIO	22,1	-	-	-	-
4 - Operação e Manutenção Estação de Descompressão (Mil R\$)					
Itaipava	304,4	304,4	304,4	304,4	304,4
Cachoeira de Macacu	209,5	256,9	304,4	304,4	304,4
Nova Friburgo	304,4	304,4	304,4	304,4	304,4
Teresópolis	304,4	304,4	304,4	304,4	304,4
Angra dos Reis	217,4	304,4	304,4	304,4	304,4
Saquarema	296,5	304,4	304,4	304,4	304,4
Total CEG RIO	1.636,4	1.778,7	1.826,2	1.826,2	1.826,2
5 - Energia Elétrica (Mil R\$)					
Compressão	1.708,7	1.396,6	1.396,6	1.396,6	1.396,6
Descompressão	76,0	147,9	147,9	147,9	147,9
Total CEG RIO	1.784,7	1.544,5	1.544,5	1.544,5	1.544,5
6 - TOTAL (Mil R\$)					
1 - Operação Compressão	205,4	197,5	209,5	209,5	209,5
2 - Manutenção Compressão	284,3	140,1	239,0	226,9	344,0
3 - Energia Elétrica Compressão	1.708,7	1.396,6	1.396,6	1.396,6	1.396,6
Total Custo Compressão	2.198,4	1.734,1	1.845,1	1.833,0	1.950,1
4 - Transporte GNC Grande Porte	8.297,3	12.267,1	12.675,2	12.992,9	13.688,5
5 - Transporte GNC Pequeno Porte	213,8	10,9	-	-	-
Total Custo Transporte	8.511,1	12.278,0	12.675,2	12.992,9	13.688,5
6 - Operação e Manutenção Descompressão	1.636,4	1.778,7	1.826,2	1.826,2	1.826,2
7 - Energia Elétrica Descompressão	76,0	147,9	147,9	147,9	147,9
Total Custo Descompressão	1.712,4	1.926,6	1.974,1	1.974,1	1.974,1
Total CEG RIO	12.422,0	15.938,8	16.494,3	16.800,0	17.612,6

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Valores Unitários de Referência (moeda dez/16)

Transporte Grande Porte	0,5 R\$/m ³
Operação Estação de Compressão	17.457,8 R\$/mês
Operação e Manutenção Estação de Descomp. Grande Porte	25.363,3 R\$/mês
Operação e Manutenção Estação de Descomp. Pequeno Porte	17.457,8 R\$/mês
Transporte Pequeno Porte	4,9 R\$/km
Molecula GN Comprimida Pequeno Porte	1,6 R\$/m ³

Adicionalmente, a Concessionária identificou a necessidade de prestar esclarecimentos adicionais quanto a determinados gastos que sofreram ajustes no Relatório 4 da UFF. Foi possível observar que a falta de explicações mais detalhadas, por parte da Concessionária, pode ter conduzido a uma interpretação equivocada por parte da equipe da UFF. Nesse sentido, a Concessionária aproveita este Relatório para prestar os esclarecimentos necessários em relação aos seguintes gastos:

- a) “Consultoria e Outros Serviços” e “Publicidade, Propaganda e Relações Públicas”: a UFF sugere redução em tais gastos a partir de uma análise do crescimento da base de clientes. Nesse sentido, a Concessionária esclarece que estas despesas não estão diretamente correlacionadas à variação do número de clientes e que, além disso, é importante destacar que o incremento projetado nestes gastos visa ações como: o atendimento à Lei Estadual N^o 6.890/2014 de Inspeção Periódica de Gás e a intensificação de projetos relacionados à redução de perdas, à qualidade operacional e à qualidade de serviços.
- Em relação aos gastos com “Consultoria e Outros Serviços”, a Concessionária esclarece que estas despesas não estão diretamente correlacionadas à variação do número de clientes. Além disso, é importante esclarecer que o incremento projetado nestes gastos visa o atendimento à Lei de Inspeção Periódica de Gás e a intensificação de projetos relacionados à redução de perdas, à qualidade operacional e à qualidade de serviços.

De forma geral estes gastos contemplam:

- Qualificação e Auditoria de fornecedores: Contratação de empresa para gestão e controle de documentação para qualificação e homologação de fornecedores e prestadoras de serviços para a Concessionária (Achilles); portal de suporte para a execução e comunicação de compras via processo licitatório, com o objetivo de manter a transparência e celeridade dos processos licitatórios vultuosos (Bravo); suporte à qualificação e homologação de contratações de maiores riscos, garantindo que os fornecedores atendam aos requerimentos especificados nos processos licitatórios (Repro); contratação de empresas para realização de auditoria nas empresas fornecedores; consultoria de melhores práticas para a gestão de compras e fornecedores.
- Projetos de Meio Ambiente e Qualidade: Consultoria de suporte a gestão de legislação ambiental; pagamento de taxas ambientais (estadual – INEA); auditoria ambiental legal; consultoria de diagnóstico ambiental para licenciamento; consultoria para adequações

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

ambientais e controle de ruídos; consultoria para gerenciamento e controle de resíduos; contratação de auditores internos e externos (Auditoria de Qualidade – Sistema ISO); certificação sistemas de gestão integrada ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001.

- Projetos de Segurança no Trabalho: Treinamentos e campanhas de conscientização de direção viária segura para funcionários que possuem atividades com frota de veículos; consultoria para orientação de Plano de Compromisso de Segurança e Saúde (acidente zero), elaboração de campanhas de comunicação internas de conscientização sobre o tema (prevenção e comunicação de acidentes de trabalho na empresa e prestadoras de serviços); consultoria para Plano de Emergência.
 - Projetos de Prevenção e Saúde: campanhas de vacinação; doação de sangue (com HemoRio); prevenção à obesidade, doenças crônicas e antitabagismo; palestras de conscientização à prevenção de doenças (Setembro Vermelho, Outubro Rosa, Novembro Azul e Dezembro Laranja).
 - Inspeção Periódica de Gás: elaboração e revisão de fluxos e procedimentos para atender com qualidade aos critérios definidos em Lei e Instrução Normativa; armazenamento de controle das inspeções além do controle de seus prazos e laudo para interrupção do fornecimento de gás, caso essa seja necessária.
 - Sistema para gestão de laboratórios acreditados: Implantação de sistema único de gestão para laboratórios acreditados em substituição a todos os sistemas atualmente em uso, já obsoletos e sem mão de obra para suporte técnico, para controle de orçamentos, prestação de serviços, equipamentos, manutenções, fornecedores, emissão de relatórios de ensaio, certificados de calibração, não conformidades, ações corretivas e preventivas e todas as ferramentas necessárias para rotina, garantindo assim a continuidade dos trabalhos dos laboratórios e respectivas creditações.
 - Consultoria e Manutenção do Sistema de Medição: Desenvolvimento de projetos de combate a perdas, fraudes, furtos e demais ações ligadas aos sistemas de medição, como análises a partir de sistemas de monitoramento e acesso remoto online, trabalhos de verificação de incertezas nos sistemas de medição e ações de melhoria de medição.
- Em relação aos gastos com “Publicidade, Propaganda e Relações Públicas”, a Concessionária esclarece estas despesas não estão diretamente correlacionadas à variação do número de clientes. Além disso, é importante esclarecer que o incremento projetado nestes gastos visa a intensificação das campanhas de inspeção periódica do gás e das campanhas comerciais.

De forma geral estes gastos contemplam:

- Veiculação da campanha de Inspeção Periódica do Gás (IPG): envolve toda a veiculação referente a campanha da Inspeção Periódica do Gás, incluindo itens como: divulgação

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

sobre a obrigatoriedade da Inspeção, além de manter nas agências informações aos consumidores sobre a IPG; realização de campanhas de segurança em veículos de massa como jornais e revistas de grande circulação;

- Campanhas Comerciais de Divulgação e Comunicação: divulgação dos benefícios do GN canalizado para desenvolver a cultura ou comunicar expansão do gás natural em novos municípios, Programa Selo Oficina 10 que qualifica oficinas convertedoras de GNV, instalação de GNV para frotas, etc.
- Publicidade de Vendas: produção de materiais de comunicação, ações promocionais, plano anual de formação para mão-de-obra para aumento da eficiência comercial, ações motivacionais para equipes de vendas, plano de desenvolvimento das empresas colaboradoras.
- Publicação de matéria legal: veiculação de Atas, Editais, Balanços, Concessões de licença, fatos relevantes e tarifas, conforme obrigação legal.
- Comunicação externa: manutenção dos canais de comunicação com diversos públicos, através de Web Site, Redes Sociais e realizando constante monitoramento na Internet.
- Monitoramento e relatórios dos meios de comunicação: Informações internas diárias e alertas de notícias na imprensa sobre a concessionária, em especial em momentos críticos e de crise. Monitoramento de notícias do setor de energia para informação das áreas da empresa e acompanhamento de temas estratégicos do Setor.
- Comunicação Interna: visa integrar, informar, engajar e motivar todos os colaboradores da empresa, aumentando a produtividade, o engajamento e os resultados da empresa, assim como difundindo cultura de segurança e saúde laboral, projetos das empresas, investimentos e avanços.
- Publicidade em veículos de comunicação: desenvolvimento e divulgação de campanhas e anúncios institucionais, e temáticas de interesse público e dos consumidores de gás natural do Estado do Rio de Janeiro.
- Publicações: publicação de balanços anuais das companhias em jornais de grande circulação no Estado, dando transparência aos seus resultados financeiros.
- Projetos Sociais: projeto social/educacional que visa aperfeiçoar o uso racional de energia e a prevenção de acidentes, como também difundir informações de segurança e de formação de cultura, através de teatros e palestras para a rede escolar pública e privada no Rio de Janeiro.

b) “Despesas de Viagem” e “Colaborações Externas”: a UFF sugere a exclusão total de tais gastos por acreditarem ser decorrentes da especificidade do controle acionário estrangeiro da empresa. Nesse

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

sentido, a Concessionária esclarece que tais gastos não estão relacionados a especificidade do controle acionário estrangeiro.

- Em relação as “Despesas de Viagem”, a Concessionária esclarece que tais gastos compreendem todos os custos com viagens operacionais, dos diversos setores da Companhia, incluindo gastos com transporte, hotel, alimentação, pedágios, estacionamento, combustível, dentre outros, independente do controle acionário ser estrangeiro ou não. Inclui ainda gastos com deslocamentos para reuniões entre setores da Companhia, bem como com agentes externos.

Observa-se ainda que estes gastos estão de acordo com os valores reconhecidos pelo Regulador, conforme deliberado na Revisão Tarifária do último Quinquênio, e são necessários para a operação eficiente da atividade fim da empresa, considerando estadia e deslocamento para os diferentes Municípios atendidos pela Concessionária.

- Em relação as “Colaborações Externas”, a Concessionária esclarece que estes gastos não possuem relação com os gastos provenientes do controle acionário estrangeiro e que existem independente do controle acionário da Concessionária ser estrangeiro ou nacional, uma vez que tratam-se de gastos que contemplam colaboradores terceiros que dão suporte complementar em diversas atividades administrativas relacionadas às áreas de Serviços de Atendimento ao Cliente.
- c) Gastos “Jurídicos”: a UFF sugere redução em tais gastos e adota como referência o menor valor anual observado no quinquênio anterior, atualizado pelo IGPM, sugerindo que o regulador averigue a estrutura e justificativa para tais gastos. Nesse sentido, a Concessionária esclarece que estes gastos compreendem custos com contratação de escritórios de advocacia e honorários advocatícios, visto que a Concessionária conta com o apoio de escritórios externos, e que sua equipe jurídica interna realiza a gestão, acompanhamento e controle das atividades dos escritórios contratados, além de apoiarem a empresa em temas considerados como estratégicos.

É válido salientar que esta terceirização é uma tendência de todas as grandes empresas, incluindo as Concessionárias de Serviços Públicos. A tendência é que se tenha uma equipe jurídica interna e, para o contencioso, ocorra a terceirização, por meio da contratação de escritórios.

A terceirização dos serviços de advocacia é contemporânea e está em linha com a necessidade empresarial de se tornar as relações de trabalho mais dinâmicas, a fim de garantir que as decisões sejam tomadas de forma eficiente e célere – o escritório contratante assume o compromisso de cumprir todas as demandas, com observância dos prazos processuais, assim, não importa qual advogado da banca cumprirá o prazo, mas sim que será cumprido e por alguém, o que dá a garantia da prestação dos serviços na forma e modelo contratados. A contratação interna sujeita a empresa às faltas dos funcionários, justificadas ou não, rescisões contratuais e ausências, até que novo seja contratado – gerando risco dos serviços não serem cumpridos a tempo ou com a rapidez que deveriam. Essa tendência traz inúmeras vantagens aos negócios. Assim, tendo em vista que não se trata de atividade

fim das Concessionárias, é possível, com a contratação de escritórios para garantir que o treinamento, capacitação, coordenação, reposição e recrutamento dos advogados seja feita pelos prestadores de serviço contratados.

As demandas jurídicas estão cada vez mais especializadas e complexas, de modo que não seria viável para empresas do porte das Concessionárias contar com apoio interno correspondente às demandas e para todos os serviços de advogados a fim de abranger todas as especializações e ramos do direito necessários (tributário, trabalhista, previdenciário, criminal, consumidor, cível, contratos, regulatório, ambiental, dentre inúmeros outros), o que geraria um alto custo para as empresas. Dessa forma, contar com escritórios terceiros garante a qualificação e diversidade na especialização para atuação nas demandas, nos mais diversos ramos do direito, por menores custos. A especialidade necessária para cada caso, garante que não haverá prejuízos ao resultado das demandas que demandam essas especializações em determinado ramo do direito. Ademais, isso possibilita a redução de custos, uma vez que os serviços só são solicitados pelas empresas de acordo com a necessidade e demandas, reduzindo o custo de manutenção de espaço, custos trabalhistas, de fornecimento de materiais, custos administrativos. Além disso, um departamento jurídico interno extenso, com as mais variadas especializações, traria também a burocracia e custos decorrentes das atividades administrativas correspondentes e igualmente volumosas e que não fazem parte do core business da empresa.

Ainda há que se considerar o fator geográfico, uma vez que as demandas judiciais ocorrem dentro de toda a área de Concessão, e a terceirização traz a possibilidade de cobertura dessas demandas, sem custos adicionais para as empresas.

No Anexo 6 encontram-se os valores revisados das despesas operacionais projetadas para o período 2018 a 2022, em moeda constante de dezembro de 2016.

4.2. Despesas de Pessoal

A projeção das despesas de pessoal não sofreu atualização frente ao Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017. No Anexo 6 encontra-se a projeção das despesas de pessoal da Concessionária para o período 2018 a 2022.

4.3. Outras Despesas

4.3.1. Provisões

A projeção de provisões não sofreu atualização frente ao Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017. No Anexo 6 encontra-se detalhada a evolução das provisões projetadas para o período 2018 a 2022.

A Concessionária aproveita para comentar que a UFF, em seu Relatório 4, recomenda a utilização da média das provisões observadas no ultimo quinquênio, atualizadas pelo IGP-M, no entanto, é importante esclarecer que os valores projetados precisam ser ajustados em função do incremento da inadimplência no pagamento das faturas de gás resultantes do cenário de crise econômica e das captações crescentes em segmentos de menor poder aquisitivo. Aliado a este cenário, cabe esclarecer que, a partir de 2018, está sendo iniciada a adequação à normativa contábil, com a contabilização de conceitos não faturados vencidos, parcelamento de dívida vencida e dívida de clientes baixados, o que provoca um incremento no montante de provisões projetadas para o próximo quinquênio.

4.3.2. Perdas de Gás

A projeção dos gastos referentes as perdas de gás foram revisadas frente ao Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017, tendo em vista que: (a) a projeção do custo de gás do mercado convencional foi atualizada conforme descrito no item 4.3.2.1 deste documento, e que (b) as projeções de demanda de gás também foram revisadas, conforme descrito no item 3.1 deste documento.

A concessionária mantém o percentual de perdas total de 0,24% ao ano, no período de 2018 a 2022, conforme sua Proposta entregue em 27/11/2017. No Anexo 6, encontra-se detalhada a evolução das despesas de perdas de gás projetadas para o período 2018 a 2022.

A concessionária não está de acordo com os argumentos apresentados pela UFF, em seu Relatório 4, onde recomenda a consideração de perdas de 0% para a CEG RIO, baseada na observação da existência de perdas negativas.

Recentemente a CEG RIO apresentou à AGENERSA um estudo da verificação dos motivos que ensejaram o resultado das perdas negativas. Nesta oportunidade a CEG RIO destacou que as Portarias do Inmetro que definem as condições metrológicas determinam erros máximos admissíveis de medição de +- 1,5%, para medidores de alta vazão (Portaria 114, de 16 de outubro de 1997) e +- 3,0% para medidores de baixa vazão (Portaria 31, de 24 de março de 1997).

Na mesma ocasião, a concessionária destacou também que, em seu contrato de suprimento de gás natural, também é previsto variações admissíveis de medição.

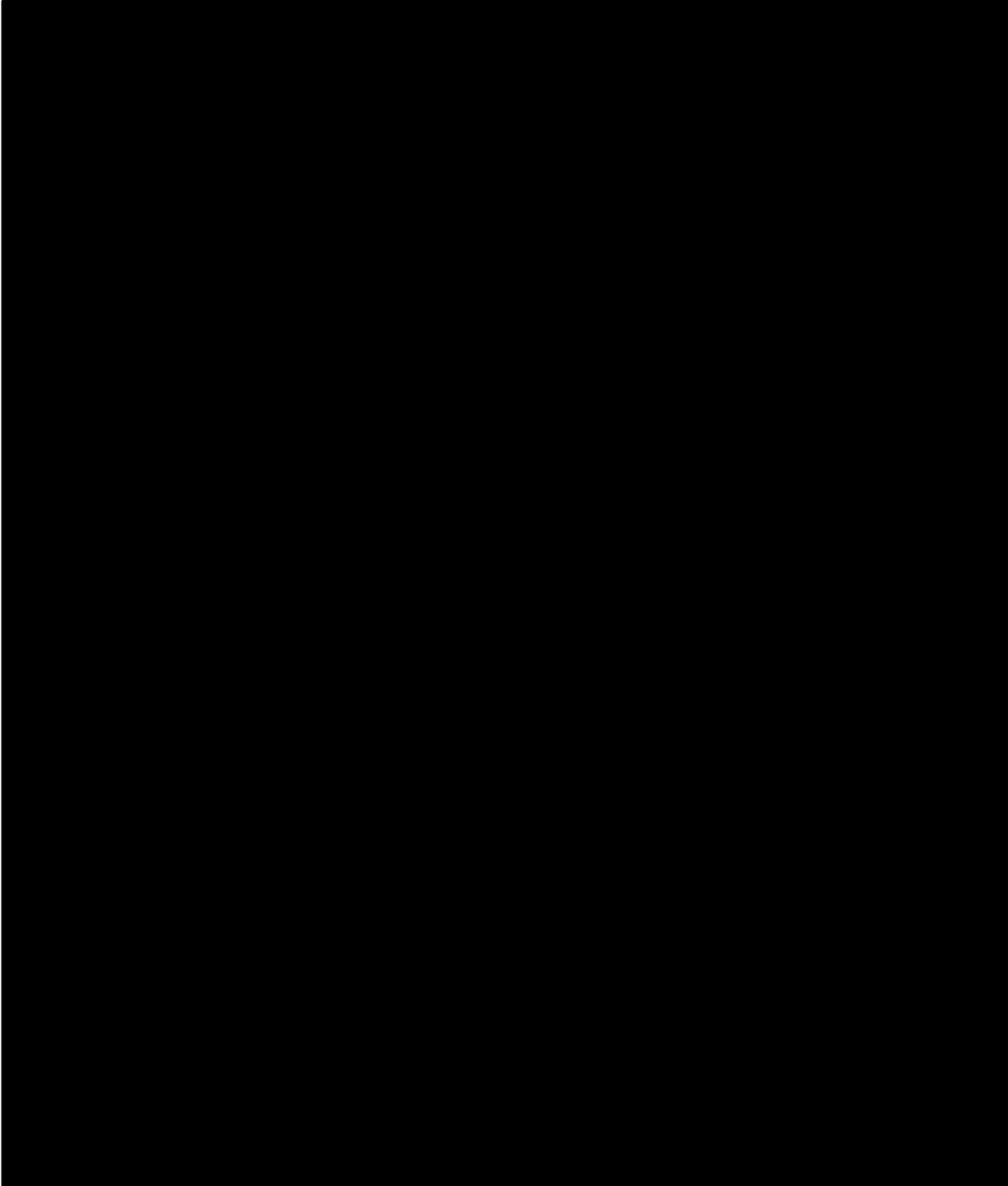
Considerando o acima exposto, é evidente que as perdas reais na CEG RIO estão bem próximas de zero, porém, em razão das incertezas de medição, frise-se, dentro dos parâmetros aceitáveis pelos órgãos competentes, podem ocorrer divergências nas medições gerando uma perda negativa (ganho) ou positiva (perda), não havendo como garantir que estas nunca existirão, pois, a incerteza de medição é inerente ao processo metrológico.

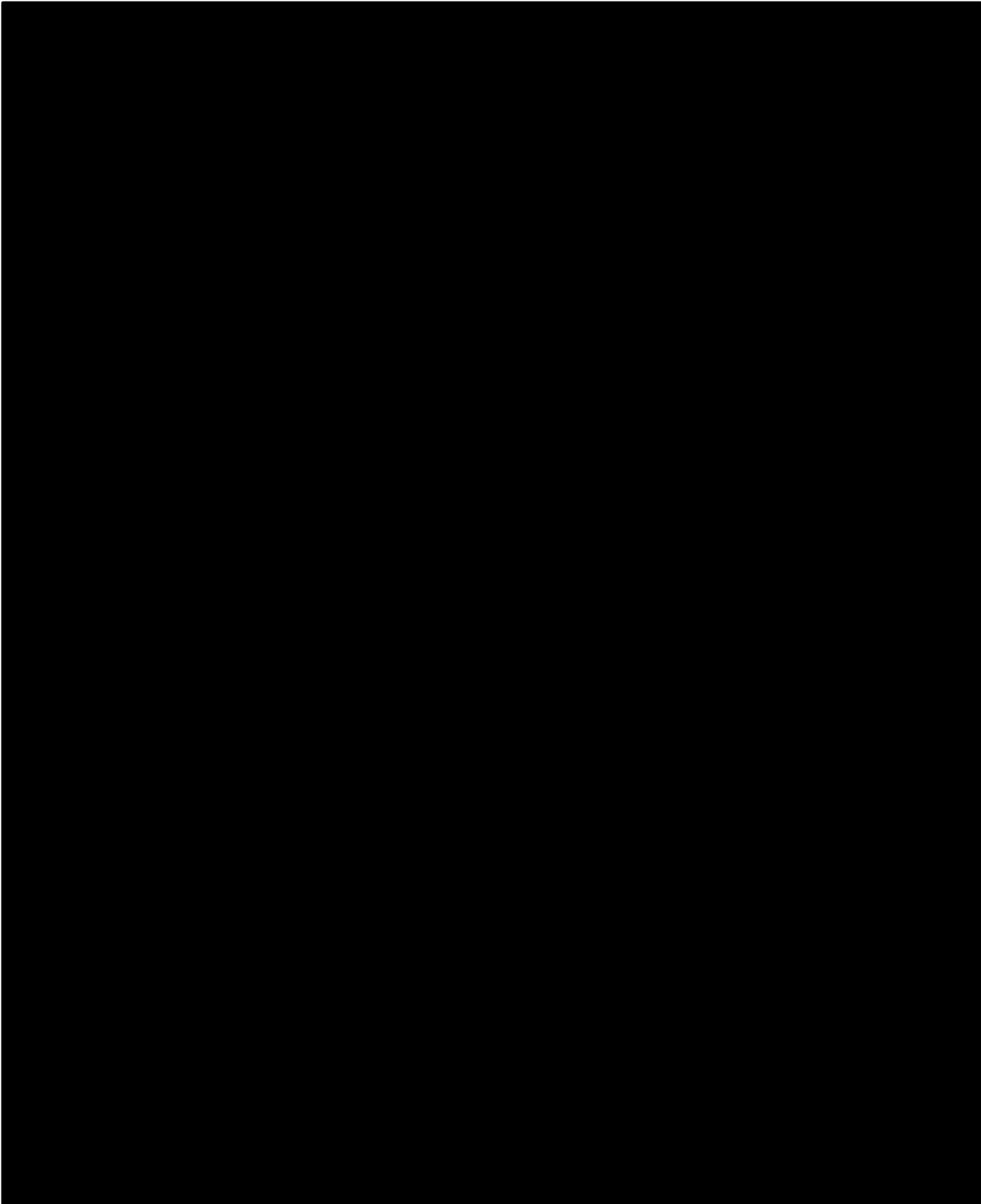
Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Com isso é possível afirmar que as perdas projetadas estão dentro dos parâmetros aceitáveis e estabelecidos no Contrato de Concessão, cabendo a CEG RIO manter a qualidade das ações de combate à fraude e de melhoria contínua de seus processos.

Diante do cenário que se apresenta nos últimos anos a CEG RIO está propondo uma redução do percentual reconhecido de perdas de 0,5% (quinquênio 2013-2017) para 0,24% (quinquênio 2018-2022), não sendo razoável não projetar perdas para o próximo quinquênio uma vez que, como comprovado, a incerteza de medição é inerente ao processo e pode trazer variações positivas (perdas).

4.3.2.1. Projeção de Custos de Suprimento de Gás para o Mercado Convencional no Período 2018-2022 (Informação protegida pelas regras de confidencialidade)





4.3.3. Gastos com Odorante

Para fins de determinação de valor da despesa de odorante, a Concessionária utilizou a atualização da projeção dos volumes de compra, os quais considera a atualização da projeção dos volumes de vendas e os volumes de perdas de gás. Nesse sentido, as projeções das despesas relacionadas aos gastos com odorante foram atualizadas para o quinquênio 2018-2022, conforme indicadas na Tabela 8 abaixo.

Tabela 8 - 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	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Demais Categorias	0,30	0,30	0,30	0,30	0,31
Total	0,31	0,31	0,32	0,32	0,32

4.4. Resumo de Projeções de OPEX

Na Tabela 9 abaixo, tem-se o resumo da projeção de OPEX para o período de 2018 a 2022 e o seu detalhamento está apresentado no Anexo 6 Anexo 6.

Tabela 9 - Projeção de OPEX em Milhões de Reais (2018-2022)

CEG RIO	OPEX Valores em MR\$ (moeda dez/2016)				
Conceitos	2018	2019	2020	2021	2022
Despesas Operacionais	73,97	76,71	77,28	78,60	80,24
Despesas de Pessoal	1,53	1,57	1,59	1,59	1,59
Outras Despesas	10,69	12,08	12,22	12,38	12,45
Provisões	5,54	5,81	6,08	6,35	6,36
Perdas de Gás	4,83	5,96	5,82	5,71	5,77
Gastos Odorante	0,31	0,31	0,32	0,32	0,32
TOTAL	86,19	90,37	91,09	92,57	94,28

5. Receitas Correlatas

Tendo em vista que a Concessionária revisou suas projeções de captação de clientes e que, por sua vez, estas estão diretamente associadas aos 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, que compõem as Receitas Correlatas, torna-se necessário realizar a atualização da projeção das Receitas Correlatas constante da Proposta que foi entregue em 27/11/2017.

No Anexo 7 encontra-se a atualização da projeção das Receitas Correlatas consideradas no cálculo das tarifas limite que somam R\$ 4,29 milhões para o período 2018 a 2022.

6. Plano de Investimentos

O plano de investimentos constante do Relatório da proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017 foi revisado, passando a contemplar investimentos de R\$ 175 milhões no período entre 2018 a 2022, conforme demonstrado na Tabela 10 e nos subitens a seguir.

Tabela 10 - Projeção de Investimentos Total – em Milhões de Reais (2018 – 2022)

CEG RIO - Investimentos Total (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16						
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	Total
INVESTIMENTOS MATERIAIS	45,58	36,76	37,65	27,45	27,95	175,39
Redes	15,96	20,98	21,30	17,06	15,91	91,22
Novas Redes AP	1,27	0,27	3,41	0,13	0,15	5,23
Novas Redes MP/BP	13,26	19,80	17,10	16,52	15,23	81,91
Renovação Redes	0,94	0,32	0,57	0,16	0,22	2,21
Outros - Redes	0,49	0,59	0,22	0,26	0,31	1,87
Ramais	1,19	1,23	1,79	1,42	1,44	7,07
Novos Ramais	1,19	1,16	1,72	1,35	1,37	6,79
Renovação de Ramais	-	-	-	-	-	-
Outros - Ramais	-	0,07	0,07	0,07	0,07	0,28
Construção de ERM's e GNC's	6,11	1,93	2,15	1,20	1,53	12,91
Instalações Auxiliares de Rede	16,18	5,70	6,04	1,95	3,11	32,97
Outros Investimentos Materiais	6,15	6,92	6,37	5,82	5,96	31,22
Aquisição de Medidores	3,56	3,52	3,07	3,25	3,48	16,88
Instalações Comunitárias	1,65	1,78	1,93	2,00	2,08	9,44
Terrenos e Edifícios	0,17	0,32	0,23	0,08	0,06	0,84
Máquinas e Equipamentos	0,75	1,09	0,96	0,43	0,33	3,56
Equipamentos Processos Informatização	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,05
Veículos	-	0,05	0,05	0,01	0,00	0,12
Outros Investimentos	0,01	0,15	0,13	0,03	0,01	0,32
INVESTIMENTOS IMATERIAIS	-	-	-	-	-	-
TOTAL INVESTIMENTOS SINGULARES	45,58	36,76	37,65	27,45	27,95	175,39

Nota: ERM – Estação de Regulação e Medição.

No Anexo 8, encontra-se o total da projeção de investimentos para o período de 2018 a 2022, assim como as metas físicas e financeiras por município.

O Plano de Investimento elaborado pela Concessionária está subdividido em três modalidades de investimentos: **Singulares, Fixos e Variáveis**.

6.1. Investimentos Singulares

São investimentos em projetos específicos, abaixo descritos:

- PE Cidade do Aço: investimento referente à conclusão da construção do gasoduto de 12" em AP visando reforço da rede de Volta Redonda.

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

- Estações de GNC: investimentos referentes à gaseificação dos Municípios de Angra dos Reis, Cachoeira de Macacu e Saquarema através do Projeto Estruturante de GNC e investimentos referentes à ampliação da capacidade da Estação de Compressão Cadete Fabres localizada no Município de Guapimirim visando atender a expansão da demanda.
- Projetos de ERD: Investimentos referentes à construção de novas Estações de Regulagens Distritais ou adequação de ERDs existentes (ex.: ERDs GASCABO, ERD Região dos Lagos, ERD Rod. Metalúrgicos/Volta Redonda e outras).
- Projetos Menores: Investimentos referentes a Melhorias em Estações de Odoração, a Modernização e Melhoria na UTE Macaé Merchant e na UTE Norte Fluminense, dentre outros.

Na Tabela 11 abaixo estão apresentados os valores dos investimentos para o período de 2018 a 2022:

Tabela 11 - Projeção de Investimentos por Projetos em Milhões de Reais (2018-2022)

CEG RIO - Investimentos Singulares (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16						
Projeto	2018	2019	2020	2021	2022	Total
PE Cidade do Aço	1,29	-	-	-	-	1,29
Estação de GNC	3,87	-	-	-	-	3,87
<i>Estação Angra dos Reis GNC</i>	<i>1,16</i>	-	-	-	-	<i>1,16</i>
<i>Estação Cachoeiras de Macacu GNC</i>	<i>0,58</i>	-	-	-	-	<i>0,58</i>
<i>Estação Guapimirim GNC Ampliação</i>	<i>0,68</i>	-	-	-	-	<i>0,68</i>
<i>Estação Saquarema GNC</i>	<i>1,46</i>	-	-	-	-	<i>1,46</i>
Projetos de ERD	0,31	1,31	1,49	0,72	1,01	4,83
Projetos Menores (Renovação)	0,64	-	0,45	-	-	1,09
TOTAL Investimentos Singulares	6,12	1,31	1,94	0,72	1,01	11,09

Nota:

GNC - Estação de Compressão e Descompressão de Gás Natural Comprimido

ERD - Estação de Regulagem Distrital

Cabe comentar que a projeção de investimento em Biometano, apresentada na proposta da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas entregue em 27/11/2017, foi excluída da presente proposta, pois depende de Aditivo Contratual, conforme indicação da Agência Reguladora, uma vez que tal tipo de abastecimento não está previsto no Contrato de Concessão.

6.2. 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.

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

- Renovação de Rede MP / BP: corresponde à substituição de rede de material obsoleto;

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

- 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. Com o crescimento da malha de distribuição, da base de clientes e do potencial existente, será necessário a aquisição de veículos para incremento da frota como também para substituição de veículos antigos (mais de cinco anos de uso).

A proposta contempla investimentos fixos de R\$ 64 milhões no período entre 2018 a 2022, conforme demonstrado na Tabela 12 abaixo.

Tabela 12 - Projeção de Investimentos Fixos em Milhões de Reais (2018-2022)

CEG RIO - Investimentos Fixo (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16						
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	Total
INVESTIMENTOS MATERIAIS	23,61	13,96	12,47	6,96	7,06	64,04
Redes	4,51	4,77	3,99	3,25	2,17	18,69
Novas Redes AP	0,30	0,27	0,10	0,13	0,15	0,95
Novas Redes MP/BP	2,83	3,58	3,54	2,71	1,49	14,15
Renovação Redes	0,89	0,32	0,12	0,16	0,22	1,71
Outros - Redes	0,49	0,59	0,22	0,26	0,31	1,87
Ramais	-	0,07	0,07	0,07	0,07	0,28
Novos Ramais	-	-	-	-	-	-
Renovação de Ramais	-	-	-	-	-	-
Outros - Ramais	-	0,07	0,07	0,07	0,07	0,28
Construção de ERM's e GNC's	0,52	0,44	0,16	0,21	0,29	1,63
Instalações Auxiliares de Rede	16,18	5,70	6,04	1,95	3,11	32,97
Outros Investimentos Materiais	2,40	2,99	2,22	1,47	1,42	10,48
Aquisição de Medidores	1,49	1,36	0,85	0,91	1,01	5,62
Instalações Comunitárias	-	-	-	-	-	-
Terrenos e Edifícios	0,15	0,32	0,23	0,08	0,06	0,82
Máquinas e Equipamentos	0,75	1,09	0,96	0,43	0,33	3,56
Equipamentos Processos Informatização	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,05
Veículos	-	0,05	0,05	0,01	0,00	0,12
Outros Investimentos	-	0,14	0,12	0,03	0,01	0,31
INVESTIMENTOS IMATERIAIS	-	-	-	-	-	-
TOTAL INVESTIMENTOS	23,61	13,96	12,47	6,96	7,06	64,04

Nota: ERM – Estação de Regulação e Medição.

6.3. 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 Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

relatório somam 49.308 novos clientes. A captação de novos clientes foi focada preferencialmente no mercado residencial, pois não há perspectiva de crescimento relevante nos demais mercados.

Os investimentos para a captação de todos os mercados contemplam:

- ✓ 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\$ 100 milhões no período entre 2018 a 2022, conforme demonstrado na Tabela 13 abaixo:

Tabela 13 - Projeção de Investimentos Variáveis – Milhões de Reais (2018 – 2022)

CEG RIO - Investimentos Variável (MR\$/ano) - Moeda de Dez/16						
Itens	2018	2019	2020	2021	2022	Total
INVESTIMENTOS MATERIAIS	15,86	21,49	23,24	19,77	19,88	100,25
Redes	10,44	16,22	16,87	13,81	13,74	71,07
Novas Redes AP	-	-	3,31	-	-	3,31
Novas Redes MP/BP	10,44	16,22	13,56	13,81	13,74	67,76
Renovação Redes	-	-	-	-	-	-
Outros - Redes	-	-	-	-	-	-
Ramais	1,19	1,16	1,72	1,35	1,37	6,79
Novos Ramais	1,19	1,16	1,72	1,35	1,37	6,79
Renovação de Ramais	-	-	-	-	-	-
Outros - Ramais	-	-	-	-	-	-
Construção de ERM's e GNC's	0,52	0,18	0,50	0,27	0,23	1,69
Instalações Auxiliares de Rede	-	-	-	-	-	-
Outros Investimentos Materiais	3,73	3,93	4,15	4,35	4,55	20,71
Aquisição de Medidores	2,08	2,15	2,22	2,34	2,47	11,26
Instalações Comunitárias	1,65	1,78	1,93	2,00	2,08	9,44
Terrenos e Edifícios	-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	-	-	-	-	-	-
Equipamentos Processos Informatização	-	-	-	-	-	-
Veículos	-	-	-	-	-	-
Outros Investimentos	-	-	-	-	-	-
INVESTIMENTOS IMATERIAIS	-	-	-	-	-	-
TOTAL INVESTIMENTOS VARIÁVEIS	15,86	21,49	23,24	19,77	19,88	100,25

Nota: ERM – Estação de Regulagem e Medição.

7. Base de Remuneração dos Ativos - BRA

Tendo em vista que em 27/11/2017, quando da entrega do Relatório referente a 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas os investimentos do ano de 2017 foram projetados, e ainda que a Concessionária revisou sua projeção de investimentos para o período 2018-2022 constante do referido relatório, faz-se necessário a atualização do cálculo da Base de Remuneração de Ativos, visando:

- **Atualizar a Base Inicial de Remuneração de Ativos (BRAi)**, com a substituição dos investimentos então projetados, por aqueles efetivamente realizados no ano 2017. Conforme demonstrado na
- Tabela 14 abaixo, com esta atualização obtém-se a base inicial em 01 de janeiro de 2018, no valor de R\$ 911,58 milhões (moeda dez/2016).

Tabela 14 - Resumo da Base Inicial de Remuneração de Ativos (BRAi)

CEG RIO - BRA _i - 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	571,48		28,02	543,46
Intangível Inicial	11,95		11,95	0,00
Intangível Novo	260,50		14,56	245,94
Saldo Remanescente de Gastos Diferidos	3,82		2,84	0,98
Reposição da Depreciação Investimentos 2012-2016		24,15		24,15
Investimento em 2017		98,69	1,64	97,05
Saldo Total da BRA	847,75			911,58

Segue no Anexo 8, para pronta referência, o total de investimentos realizados pela Concessionária no quinquênio 2013-2017.

- **Atualizar a Base de Remuneração de Ativos Projetada**, em função da nova projeção de investimentos para o período de 2018 a 2022, detalhado no item 6 deste relatório.

Cabe informar que todos os critérios de depreciação e cálculo da evolução da Base de Remuneração de Ativos seguem a metodologia da regulamentação em vigor, conforme explicado e detalhado no Relatório da Proposta entregue em 27/11/2017.

No Anexo 9 está apresentada a evolução da Base de Remuneração de Ativos Projetada para o quinquênio 2018-2022, considerando as atualizações acima mencionadas.

Adicionalmente, é importante esclarecer que os itens da lista caracterizada como manutenção e indicada pela UFF, em seu Relatório 4, para serem retirados da base de remuneração de ativos, devem sim ser ativados pois referem-se a atividades relacionadas diretamente ao aumento da vida útil do ativo, e que caso não sejam realizadas, poderiam impossibilitar a operacionalidade do sistema de distribuição, inclusive colocando em condição insegura os ativos e entorno de onde se encontram.

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Os títulos constantes da lista de ativos extraída do sistema SAP e utilizados para "nomear o imobilizado" em cada ano, tratam-se de mera referência, mas na realidade são atividades que demandam a instalação de equipamentos novos através da substituição de peças, acessórios e trechos de tubulações do sistema de distribuição de gás canalizado, sejam em redes, ramais ou instalações auxiliares.

Cabe comentar ainda que, a alocação de tais conceitos de manutenção em contas investimentos é submetida e aprovada por auditoria externa, realizada pela PricewaterhouseCoopers (PwC).

Como exemplo podemos identificar a atividade abaixo:

Caracterização: Manutenção de redes BP, MP e AP

Atividade de renovação de trecho de rede ou ramal demandada pela atuação em emergência, operações preventiva e corretiva, no qual para a resolução de avarias, eliminação de fugas, mitigação de riscos, atendimento ao plano de operação preventivo e corretivo, foi substituído trecho de tubulação, equipamentos e acessórios como válvulas, reguladores, plantas, ramais, entre outros.

8. Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior 2013-2017

8.1. Apuração do saldo de investimentos não realizado no quinquênio 2013 -2017

Tendo em vista que no momento da apresentação da Proposta, em 27/11/2017, os investimentos do ano de 2017 eram projetados, faz-se necessário a atualização do balanço entre valores deliberados e realizados, ano a ano, no quinquênio 2013-2017, de forma a incorporar os investimentos efetivamente realizados em 2017, conforme Tabela 15 abaixo.

Cabe lembrar que 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 2ª do citado aditivo, sendo ambos desconsiderados para o cálculo desta compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior.

Tabela 15 – Memória de cálculo dos investimentos deliberado e realizado de 2013 a 2017

CEG RIO (moeda dez/2016)	Ano					Total
Valores em Milhões R\$	2013	2014	2015	2016	2017	2013-2017
Investimento Deliberado	101	107	88	247	191	734
Investimento Deliberado (Sem gasodutos 3º Aditivo)	97	72	81	89	109	447
Investimento Realizado	34	33	58	66	99	290

Vale comentar que as razões para os desvios observados entre os valores planejados e os valores realizados foram apresentados no Relatório da Proposta entregue pela Concessionária em 27/11/2017.

8.2. Cálculo da Compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior

A Concessionária apresenta abaixo o cálculo da compensação dos investimentos não realizados no quinquênio anterior, em conformidade com metodologia considerada pela UFF, consultor da AGENERSA, em seu Relatório 4, e utilizando os dados reais de 2017.

O 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.

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Tabela 16 – Memória de cálculo da compensação dos Investimentos não realizados de 2013 a 2017

CEG RIO (moeda dez/2016)	Ano					VP
	2013	2014	2015	2016	2017	
Valores em Milhões R\$						
Diferencial de Investimento	(63,47)	(38,88)	(22,48)	(22,43)	(10,21)	(128,96)
Diferencial de Depreciação	(0,36)	(0,94)	(1,29)	(1,54)	(1,73)	(4,23)
Diferença na Evolução Base final	-	-	-	-	(140,24)	(88,05)
Saldo da Compensação dos Investimentos não realizados						(36,69)
Saldo da Compensação dos Investimentos não realizados - Capitalizada a 2018						(58,44)

Taxa Remuneração 9,757%

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, obtêm-se o valor de R\$ 37 milhões (moeda dez/16), que conforme indicado no Relatório 4 da UFF foi capitalizado para 2018, à taxa de remuneração do último ciclo tarifário de 9,757% para o ano 2018, resultando no valor de R\$ 58 milhões (moeda dez/16), conforme pode ser observado na Tabela 17 acima.

Nesse sentido, uma vez que a metodologia de cálculo de compensação de subinvestimento recomendada no Relatório 4 da UFF, considera adequada a metodologia de compensação tarifária acima descrita, e que esta está alinhada com a metodologia desenvolvida pela FGV e defendida pela Concessionária desde a 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas, a Concessionária espera que a AGENERSA contemple, em sua definição final do presente Processo da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas, a compensação necessária decorrente da aplicação metodológica adequada.

Portanto, a Concessionária espera que sejam considerados pela Agência Reguladora os ajustes necessários para efetuar a compensação realizada a maior, pela aplicação da metodologia Deloitte aplicada na 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas, referente a compensação dos investimentos não realizados no quinquênio 2008-2012, em conformidade com o estabelecido na Deliberação AGENERSA Nº 2034, de 28/04/2014, que estabelece em seu Art. 3º:

“Art. 3º - Por autotutela, alterar a redação do art. 7º da Deliberação nº 1975, de 29/10/2013, que passará a constar a seguinte redação:

Art. 7º - Determinar a abertura de processo regulatório específico, com a realização de Consulta e Audiência Públicas, para estudo da metodologia de cálculo dos saldos dos investimentos não realizados e sua aplicação no cálculo de m, considerando-os já no presente ciclo tarifário (2013/2017), com eventual compensação de valores, se houver, na próxima revisão quinquenal.”

9. 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.

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Quanto aos juros sobre capital próprio, foi realizada a atualização dos valores projetados frente aos constantes no Relatório da Proposta entregue pela Concessionária em 27/11/2017, tendo em vista que seu cálculo está associado a remuneração do capital próprio, com direito a redução da base de cálculo do IR (34%). Os fatores que irão incidir sobre a estimativa dos juros sobre capital próprio no período 2018-2022 serão o patrimônio líquido (PL) e a taxa de juros. Em função da política de rentabilidade aplicada a partir de 2018, prevemos uma distribuição de 100% do resultado disponível, logo o crescimento do PL será limitado.

Nesse sentido, com base no balanço de 2017, foi realizada a atualização dos valores projetados dos juros sobre capital próprio, que ao serem multiplicadas no FCLE pelo fator de 0,34 representam as deduções da base de cálculo dos impostos (IR e CSLL), conforme demonstrado na Tabela 19 abaixo.

Tabela 18 – Projeção dos Juros Sobre o Capital Próprio para Quinquênio 2018-2022

CEG RIO (moeda dez/2016)	Ano				
	2018	2019	2020	2021	2022
Valores em MR\$					
PL	311,9	303,7	296,1	288,7	281,5
TJLP	6,5%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%
JCP	20,3	24,3	23,7	23,1	22,5
0,34*JCP (para FCLE)	6,9	8,3	8,1	7,9	7,7

Quanto aos valores projetados de depreciações, também foi necessário realizar sua atualização, tendo em vista das alterações realizadas nos investimentos projetados para o período 2018-2022, conforme consta no Item 8 deste documento.

Na Tabela 19 abaixo são apresentados os valores revisados das projeções das depreciações 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 19 – Projeção da Depreciação para Quinquênio 2018-2022

CEG RIO - Depreciações Projetadas (Moeda de Dez/16)					
Valores em MR\$	2018	2019	2020	2021	2022
Depreciação BRA _i	28,94	27,95	27,93	27,86	27,82
Depreciação Investimentos	4,05	5,42	6,66	7,75	8,67
Amortização do Intangível Inicial	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Amortização do Intangível 3º Termo	12,30	12,30	12,30	12,30	12,30
Depreciação	45,29	45,67	46,89	47,90	48,79

10. Compensação de Retroatividade da 3ª Revisão Tarifária

Este item não sofreu atualização frente ao apresentado no Relatório da Proposta entregue em 27/11/2017, sendo mantido o valor de R\$ 3,75 milhões (moeda dez/16).

11. Compensação de Custos Autorizados pela Agencia Reguladora

Este item não sofreu atualização frente ao apresentado no Relatório da Proposta entregue em 27/11/2017, sendo mantido o valor de R\$ 0,30 milhões (moeda dez/16).

12. Do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão

Tendo em vista que a UFF, em seu Relatório 4, apresenta um cenário considerando a possibilidade de não reconhecimento do 3º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, no qual não inclui o pagamento da outorga compensatória na base de remuneração de ativos, para fins de fixação e revisão de tarifas, a Concessionária ressalta que tal hipótese desconsidera o ato jurídico perfeito e as condições que foram pactuadas com o Poder Concedente no referido Aditivo, que é parte integrante do Contrato de Concessão. Ademais, tal cenário delineado pela UFF traz risco à segurança jurídico e a legalidade, considerando o que foi pactuado e ajustado no Aditivo, e, ainda, o que consta no próprio Contrato de Concessão.

Nesse sentido, cabe lembrar que a redação estabelecida no referido Aditivo é bastante clara em relação a este reconhecimento, como pode ser observado no item 2.1.2 da Clausula Segunda, a saber:

“2.1.2. O valor pago a título de contraprestação será considerado como ativo intangível regulatório e, dessa forma, será considerado na base de cálculo da remuneração dos ativos da CONCESSIONÁRIA para efeitos de fixação e revisão das tarifas, na forma prevista na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, sendo atualizado monetariamente pelo IGP-M da Fundação Getúlio Vargas, inclusive para o disposto o parágrafo 6º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, a partir da data dos pagamentos da contraprestação.”
(Grifos nossos)

À exemplo do tratamento conferido quando da privatização da Concessionária, conforme determina o §6º da Clausula Sétima do Contrato de Concessão, o valor do intangível passou a compor a base de cálculo da remuneração dos ativos da Concessionária, para efeitos de fixação e revisão de tarifas. O valor do intangível é determinado no §7º da Clausula Sétima do Contrato de Concessão, a saber:

“§7º. O valor dos intangíveis a que se refere a alínea (b) do parágrafo anterior será equivalente à diferença entre o valor mínimo fixado para o total de ações de emissão da CONCESSIONÁRIA na data em que o controle dela esteja sendo alienado pelo ESTADO, no âmbito do Programa Estadual de Desestatização, e o valor de tais ações com base no patrimônio líquido contábil da CONCESSIONÁRIA em 31 de dezembro de 1996 (devidamente corrigido pelo IGP-M, publicado pela Fundação Getúlio Vargas, desde 31 de dezembro de 1996, até a data da liquidação financeira da venda do controle acima referida).”

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Nesse sentido, visando esclarecer o descrito acima, tem-se que, no momento da privatização o valor mínimo fixado para o leilão era de R\$ 141,0 milhões e o valor das ações com base no patrimônio líquido contábil (31/12/1996) era de R\$ 20,9 milhões. A diferença entre esses valores resulta no valor do intangível de R\$ 120,1 milhões, que passou a compor a base de cálculo da remuneração dos ativos da Concessionária, para efeitos de fixação e revisão de tarifas. Cabe comentar que o valor pago pela Concessão foi de R\$ 158,0 milhões, onde o montante de R\$ 17,0 milhões pagos acima do valor mínimo estabelecido, corresponde ao valor do ágio que não foi reconhecido para fins de remuneração.

De forma análoga e ilustrativa no âmbito do 3º Aditivo Contratual tem se que:

1. O valor da outorga compensatória estabelecido pelo Poder Concedente de R\$ 239,61 milhões corresponderia ao “valor mínimo”;
2. O valor pago pela outorga do novo direito originado pela celebração do 3º Aditivo Contratual foi de R\$ 239,61 milhões, por se tratar do valor justo, certo e acordado entre as partes; e
3. O valor contábil desse direito, o momento anterior a celebração do 3º Aditivo Contratual é nulo, pelo fato do direito ainda não existir.

Considerou-se intangível por se tratar de um ativo imaterial e, portanto, remunerado tal qual remuneração do ativo intangível do Contrato de Concessão original. O aditivo não fala em diferença, mas na remuneração integral da outorga paga na base de ativos.

Diante do acima descrito, fica claro que: a) não houve ágio no pagamento da aquisição do direito estipulado no 3º Aditivo Contratual; e b) o valor do intangível originado pela celebração do 3º Aditivo Contratual corresponde ao valor integral do pagamento realizado, na medida que não existia, nem poderia existir, valor anterior a ser compensado, de um direito que ainda não existia.

Ainda em relação ao 3º Aditivo Contratual, cabe ressaltar que os valores dos investimentos em gasodutos, objeto do referido Aditivo, bem como sua correspondente contraprestação não serão objeto de reequilíbrio econômico financeiro, conforme itens 2.1 e 2.1.4 da Clausula Segunda do citado aditivo, sendo ambos desconsiderados para o cálculo da compensação dos Investimentos não realizados no quinquênio anterior, conforme já comentado no item 8.2 deste Relatório.

O Terceiro Aditivo inovou na previsão de outorga, remunerando-a na base de ativos como ativo intangível. Tal inteligência decorre do Contrato original e não com o ágio, mas com a diferença entre o preço mínimo e o ativo contabilizado (ativo intangível). Isso não quer dizer absolutamente que precisa haver uma “diferença” que justifique a remuneração, mas que a metodologia de remuneração de intangível é a mesma do Contrato. O terceiro aditivo foi firmado 17 anos após o Contrato. Por ser mais contemporâneo, traduz uma inovação na sistemática da concessão de gás canalizado da Concessionaria e não se pode buscar que o contrato de 1997, naturalmente incompleto, já que é de longo prazo justifique o aditivo, o que seria absurdo. O correto é que o Aditivo, pactado entre as partes de boa fé, tenha plenos efeitos, incorporando-se ao Contrato, como nova disposição e complementando-o e mesmo alterando-o sendo também parte integrante do Contrato original.

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Assim, conclui-se que o Aditivo é parte integrante do Contrato, podendo alterar cláusulas, especialmente de investimentos, que se traduzem em políticas de Estado. Os Contratos de Concessão por natureza são contratos incompletos, dada sua longa duração, sendo os aditivos meios idôneos para sua alteração (Lei 8666/93 - art. 65, I e Lei 8987/1995 - art. 23, V), a rigor, tentar impor uma interpretação restritiva de Aditivos em face do Contrato original é não considerar a autonomia do Estado e a bilateralidade do pacto em desconformidade com as disposições legais anteriormente mencionadas.

Portanto: o terceiro aditivo prevê expressamente a remuneração da outorga como ativo intangível na base de ativos regulatórios, nos termos ali dispostos, sem margem para interpretações contra legem e que maculem o ato jurídico perfeito.

13. 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, a interpretação utilizada pela Agência Reguladora Estadual é da utilização de investimentos futuros, ou seja, uma metodologia de “*forward looking*”. A presente proposta, 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_i), 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 do ano de 2017, e vende-o, ao final do período em questão, pelo seu valor residual, chamado Base de Ativos Final (BRA_f), que é a Base de Remuneração de Ativos Projetada para o ano de 2022. A BRA_f é obtida a partir da BRA_i , 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 20 abaixo. Cabe ressaltar que os fluxos financeiros que compõem o FCLE estão expressos depois dos impostos.

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Tabela 20 – Determinação de m para Quinquênio 2018-2022

moeda dez/16	Taxa de Remuneração = 10,87%					Valor
CEG Rio	Ano					Presente
Valores em MR\$	2018	2019	2020	2021	2022	
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	147,33	140,97	142,22	143,39	144,75	533,23
II = 0,66* Custos e Despesas Operacionais	56,88	59,64	60,12	61,10	62,23	221,52
III = 0,66* Receitas Correlatas	0,52	0,54	0,56	0,59	0,62	2,08
IV = 0,34* Depreciação	15,40	15,53	15,94	16,29	16,59	58,90
V = 0,34* Juros s/ Capital Próprio	6,89	8,26	8,05	7,85	7,66	28,61
VI = Investimentos	45,58	36,76	37,65	27,45	27,95	133,49
VII = Compensação de Retroatividade	3,75					
VIII = Gastos Processos Regulatórios	0,30					
IX = Base Inicial	911,58					
X = Base Final					852,43	508,85
XI = Compensação Investimentos Não realizados 2013-2017	58,44					
m = VP (Receita Requerida) / VP (0,66*Margens Não Reposicionadas)						
m = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) + VII + VIII - VP(X) - XI] / VP(I)						1,2606
						26,06%
m' = VP (Receita Requerida - Comensação Invest. Não Realizados) / VP (0,66*Margens Não Reposicionadas)						
m' = [IX + VP(II) - VP(III) - VP(IV) - VP(V) + VP(VI) + VII + VIII - VP(X) - XI] / VP(I)						1,1510
						15,10%
Índice comensação de receita requerida por investimentos não realizados no quinquênio anterior						
IC = (m' / m) =						0,9131
						-8,69%

O “IC” de - 8,69% calculado acima, corresponde ao índice de compensação da receita requerida em função dos investimentos não realizados no quinquênio anterior. Ele é obtido da divisão entre o índice de reposicionamento de margens (m’), ajustado pelo “Saldo da Compensação dos Investimentos não realizados”, cujo cálculo está demonstrado no item 8.2 deste Relatório, e o índice de reposicionamento de margens “m”.

Portanto, o índice “IC”, incorporado ao índice de reposicionamento de margens (m’), aplicado no quinquênio 2018-2022, deverá ter sua aplicação interrompida a partir de 01/01/2023, visando não provocar desequilíbrio na tarifa daquele ano, no caso de eventual atraso na definição da revisão quinquenal de tarifas do quinquênio 2023-2027.

14. Estrutura Tarifária Proposta

A tarifa do serviço de distribuição do gás canalizado é formada pela soma: (i) da margem de distribuição, (ii) do custo de aquisição do gás alocado (inclusive transporte), e (iii) dos tributos incidentes, e está apresentada por segmento de consumo, por faixas de consumo e com aplicação em cascata.

Na estrutura tarifária proposta pela Concessionária, foram mantidas as tarifas em cascata e preservadas as classes e faixas de consumo atuais, exceto nos segmentos de “Geração Distribuída” e “Petroquímico”, que tiveram suas faixas de consumo alteradas. Adicionalmente foram criadas tarifas para o segmento de “Geração Distribuída Emergencial”. De forma geral, a Concessionária propõe um redesenho que promova a competitividade do gás natural.

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.

Segue abaixo a descrição das alterações propostas na estrutura tarifária limite:

- Para o segmento de “Geração Distribuída”, foi realizada a eliminação das diferentes faixas de consumo e a criação de uma faixa única de consumo, visando fomentar a competitividade deste segmento.
- Para o segmento Petroquímico, foi realizada a criação de faixas de consumo, em substituição à faixa única, visando adaptar a estrutura tarifária a diferentes níveis de consumo do energético.
- Foi criado o segmento “Geração Distribuída Emergencial”, visando dar o correto sinal tarifário para essa eventual utilização.
- Para o segmento Barrilista, foi realizada a equiparação das faixas de consumo e margens do segmento do segmento Industrial Limite.
- Para o segmento veicular “GNV e GNV Transporte Público”, o redesenho tarifário resultou em um incremento de margem de 0,86%, que resulta em um pequeno incremento na tarifa final de 0,10%.
- As tarifas propostas para os demais segmentos não sofrem nenhuma alteração em relação às tarifas vigentes atualmente.
- 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.

As margens unitárias de distribuição propostas no redesenho tarifário (Anexo 10), por segmento e faixa de consumo, foram definidas de forma a gerar o mesmo valor presente para montante de receita não reposicionada que é obtido utilizando-se as margens unitárias vigentes, considerando os clientes e os volumes projetados para o quinquênio de 2018 a 2022. Dessa forma, comprova-se que o redesenho tarifário não origina benefício adicional para a concessionária.

Relatório Geral Complementar da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

O Anexo 11 Anexo 10 apresenta a estrutura tarifária, já considerando o redesenho tarifário proposto, em moeda de 2018 e com custo de aquisição do gás vigente em Ago/2018. Ou seja, considerando as margens unitárias obtidas pelo redesenho tarifário, com a aplicação linear do índice de reposicionamento tarifário m e com a devida atualização monetária de dezembro/16 (IGP-M de Nov/2015) a janeiro/18 (IGP-M de Nov/2017), nos termos do § 4º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, e à estas margens reposicionadas e atualizadas, vigentes em 01/01/18, foram agregados o custo de gás alocado e os tributos incidentes vigentes na ocasião da entrega do presente documento.

15. Anexos**15.1. Documentos Anexos deste Relatório**

- Anexo 1 – Margens Unitárias Vigentes em 31/12/2016 sem Retroatividade.*
- Anexo 2 – Projeção de Nº de Faturas e Demanda para Cálculo da Margem Total Não Reposicionada.*
- Anexo 3 – Projeção de Margem Média Unitária Não Reposicionada por Segmento.*
- Anexo 4 – Projeção da Margem Total Não Reposicionada por Segmento.*
- Anexo 5 – Demonstrativo dos Investimentos Realizados (2013-2017).*
- Anexo 6 – Projeção de OPEX (2018-2022).*
- Anexo 7 – Projeção de Atividades Correlatas (2018-2022).*
- Anexo 8 – Plano de Investimentos (2018-2022).*
- Anexo 9 – Base de Remuneração dos Ativos (BRA) em dezembro/2016.*
- Anexo 10 – Margem Redesenhada Proposta*
- Anexo 11 – Estrutura Tarifária Proposta*

15.2. Documentos de Referência

- Documento Referência 1 – Consultoria PSR: Projeção de geração do parque termelétrico do Rio de Janeiro para o horizonte de 5 anos (Julho/2018)*

CEG RIO

ANEXOS

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

(Setembro/2018)